

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

**Е. А. Бойко
К. В. Баженов
П. А. Грачев**

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ
(Паротурбинные энергетические установки ТЭС)

**Красноярск
2006**

Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального
образования
Красноярский государственный технический университет

Е. А. Бойко
К. В. Баженов
П. А. Грачев

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ
(Паротурбинные энергетические установки ТЭС)

Справочное пособие

Красноярск 2006

УДК 621.181.04. (075.8)
Б87

Рецензенты:

В. В. Васильев, канд. техн. наук, заместитель директора по науке Сибирского теплотехнического научно-исследовательского института ВТИ Красноярского филиала ОАО «Сибирский ЭНТЦ» (г. Красноярск);

А. А. Шпилов, канд. техн. наук, директор НОУ Красноярский учебный центр «Энергетик» (г. Красноярск);

Бойко, Е. А.

Б?? Тепловые электрические станции (паротурбинные энергетические установки ТЭС):
Справочное пособие / Е. А. Бойко, К. В. Баженов, П. А. Грачев. Красноярск: ИПЦ КГТУ,
2006. 152 с.

ISBN 5-5555-5555-5

В данном справочном пособии представлены энергетические стационарные паровые турбины мощностью 25 МВт и выше выпускаемые производственными объединениями турбостроения «Ленинградский Металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) и «Турбомоторный завод» им. К. Е. Ворошилова (ПОТ ТМЗ), предназначенные для привода электрических генераторов трехфазного тока. Даны технические характеристики и описание конструктивных особенностей паротурбинных установок, вспомогательного оборудования.

Ориентировано на выполнение студентами энергетических и технических вузов курсового и дипломного проектирования для специальностей 140101.65 – «Тепловые электрические станции», 140104.65 – «Промышленная теплоэнергетика», 140105.65 – «Физика теплотехнологий», а также может быть использовано студентами других теплоэнергетических специальностей.

ISBN 5-5555-5555-5

УДК 536+541.1:662.6

© КГТУ, 2006

© Е. А. Бойко, 2006

© К. В. Баженов, 2006

© П. А. Грачев, 2006

Редактор Вейсова Л.И.

Гигиенический сертификат № 24.49.04.953.П.000338.05.01 от 25.05.2001.

Подп. в печать 20.08.2006. Формат 60×84/16. Бумага тип. № 1. Офсетная печать.
Усл. печ. л. 9,625. Уч.-изд. л. 9,5. Тираж 200 экз. Заказ

Отпечатано в ИПЦ КГТУ

660074, Красноярск, ул. Киренского, 28

ПРЕДИСЛОВИЕ

В данном справочном пособии описаны энергетические стационарные паровые турбины мощностью 25 МВт и выше выпускаемые производственными объединениями турбостроения «Ленинградский Металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) и «Турбомоторный завод» им. К. Е. Ворошилова (ПОТ ТМЗ), предназначенные для привода электрических генераторов трехфазного тока. Даны технические характеристики и конструктивные особенности паротурбинных установок, вспомогательного оборудования.

Производственное объединение турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПО ЛМЗ) специализируется на выпуске конденсационных паровых турбин для тепловых и атомных электростанций, а также теплофикационных паровых турбин для тепловых электроцентралей. Выпускаемые в настоящее время этим объединением паровые турбины по уровню единичной мощности, начальным параметрам пара и основным технико-экономическим показателям находятся на уровне лучших мировых образцов.

Производственное объединение турбостроения «Турбомоторный завод» им. К. Е. Ворошилова специализируется на выпуске теплофикационных турбин для электрических станций на органическом и атомном топливах. За период своего существования завод разработал и выпустил много моделей теплофикационных паровых турбин различных типоразмеров. Выпускаемые заводом теплофикационные паровые турбины не уступают уровню лучших мировых образцов.

Описание каждой турбины дополнено сведениями о ее технических возможностях при работе на номинальных и переменных режимах, особенной при работе на теплофикационных режимах, что позволяет более строго судить о технических достоинствах турбины.

В справочном пособии приведены сведения о развитии паротурбостроения за рубежом и даны аналоги выпускаемых отечественными заводами энергетических паровых турбин.

Данное справочное пособие предназначено студентам вузов, обучающихся по направлению «Теплоэнергетика», специальностям 140101.65 – «Тепловые электрические станции», 140104.65 – «Промышленная теплоэнергетика» и 140105.65 – «Физика теплотехнологий» для выполнения курсового и дипломного проектирования.

1. КОНДЕНСАЦИОННЫЕ ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ

1.1. Паротурбинная установка К-100-90-7

Конденсационная паровая турбина К-100-90-7 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) номинальной мощностью 100 МВт с начальным давлением 8,82 МПа предназначены для привода генераторов переменного тока ТВ-2-100-2, для базовой нагрузки нормального и аварийного регулирования мощности энергосистемы.

Турбина К-100-90-7 соответствует требованиям ГОСТ 24278–74.

Номинальные значения основных параметров турбины К-100-90-7 приведены в табл. 1.

Таблица 1

Номинальные значения основных параметров турбины

	К-100 -90-7
1. Мощность, МВт	200
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	8,82
температура, °С	535
3. Максимальный расход свежего пара, т/ч	420
4. Температура воды, °С	
питательной	227
охлаждающей	12
5. Расход охлаждающей воды, т/ч	
6. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,5

Турбина К-100-90-7 выпускается специально для энергоблоков с высокими параметрами конденсации (до 3,5 кПа), в том числе для конденсационных устройств с сухими башенными градирнями и смешивающими конденсаторами.

Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара (рис. 1), предназначенных для подогрева питательной воды в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 227 °С при номинальных параметрах и нагрузке. Данные о регенеративных отборах пара приведены в табл. 2.

Таблица 2

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,168	405	5,27
ПВД № 2	2,04	345	5,27
ПВД № 1	1,147	283	4,16
Деаэратор	1,147	283	2,77
ПНД № 5	0,402	175	3,88
ПНД № 4	0,215	125	4,72
ПНД № 3	0,079	93	2,22
ПНД № 2	0,041	76	2,22
ПНД № 1	0,017	56	3,05

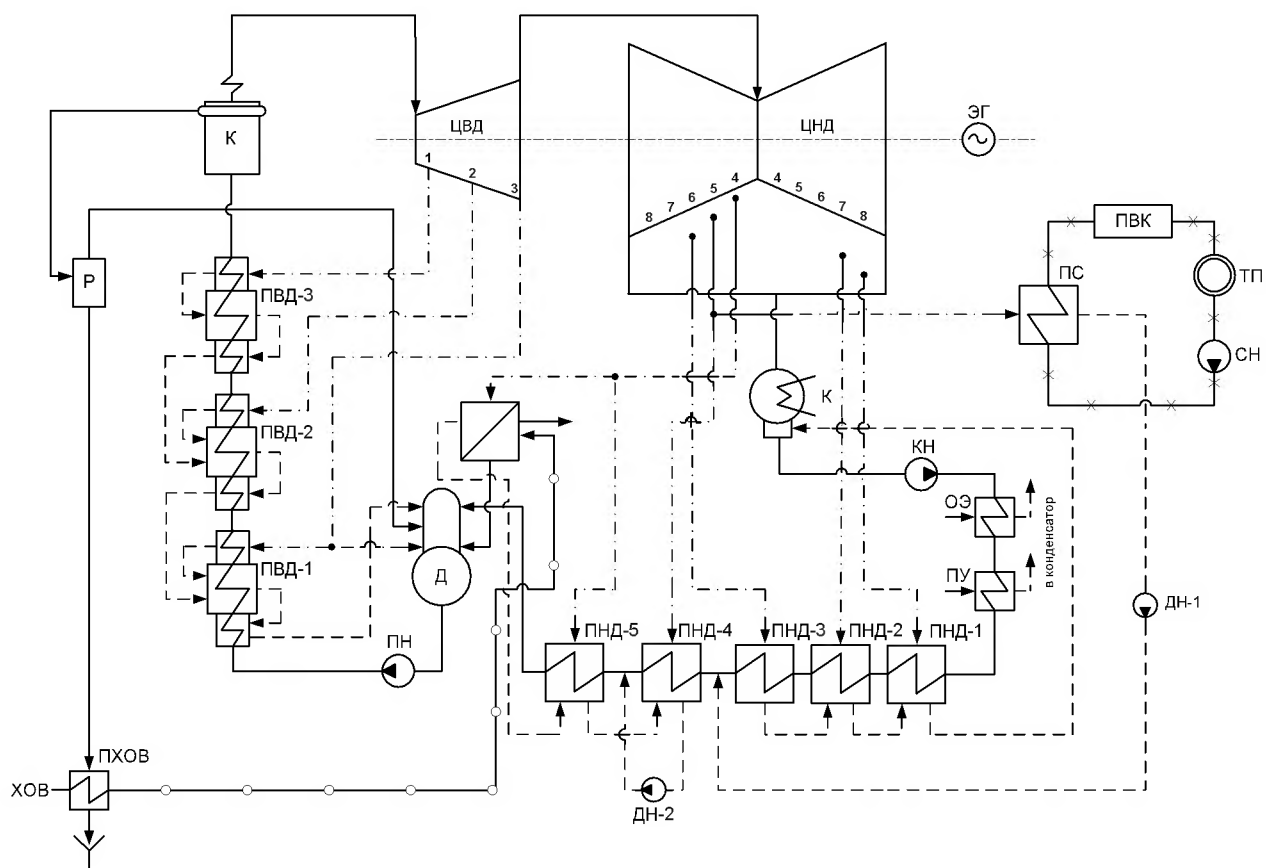


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-100-90-7

Конструкция турбины К-100-90-7. Турбина представляет одновальный двухкорпусной агрегат (рис. 2).

Проточная часть турбины состоит из двадцати одной ступени давления. В части высокого давления установлено семнадцать ступеней давления. Корпус низкого давления – двухпоточный, по четыре ступени в потоке.

Парораспределение турбины – дроссельное, с частичным подводом пара к пятой ступени. Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара на подогрев питательной воды до температуры 227 °С.

Сопловой аппарат первой ступени и диафрагмы последующих шести ступеней закреплены на внутреннем корпусе. Диафрагмы остальных ступеней части высокого давления установлены в обоймах. Корпус высокого давления по вертикальному разьему имеет сварное соединение.

Уплотнение концов вала – лабиринтовое, безвулочное, в схеме уплотнений предусмотрен регулятор давления уплотняющего пара.

Пар из части высокого давления по двум паропроводам диаметром 0,9 м подводится к средней части низкого давления, выполненной из чугунного литья. Диафрагма последней ступени имеет ребра усиления. Сегменты с узкими направляющими лопатками вставляются в расточку корпуса диафрагмы.

Отношение диаметра последней ступени к высоте лопатки 2,82.

Последний подшипник турбины – комбинированный, опорно-упорный, со сферической поверхностью вкладыша. Два конденсатора приварены к выхлопным патрубкам турбины, на фундамент они опираются при помощи пружин.

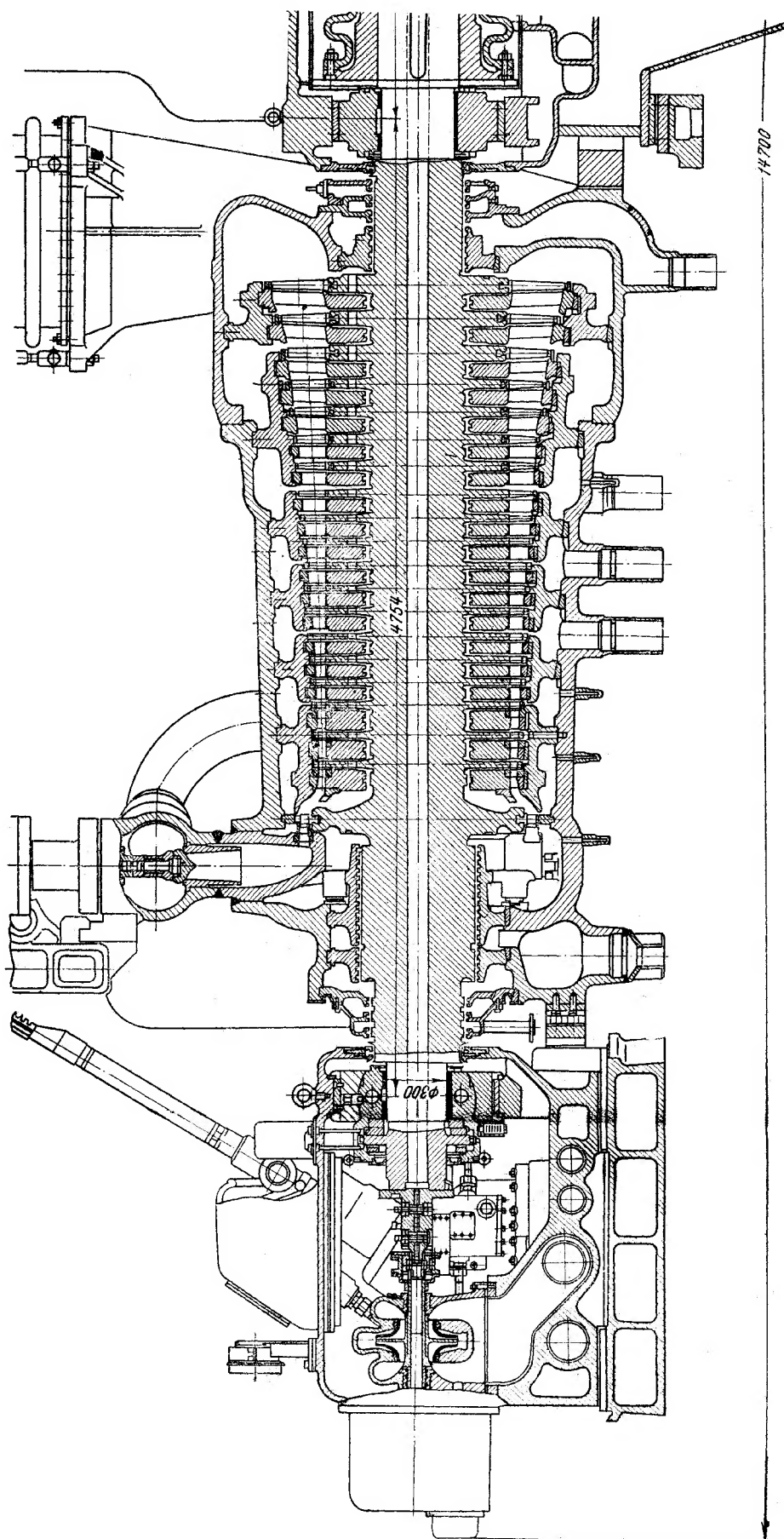


Рис. 2. Продольный разрез паровой турбины К-100-90-7 (начало)

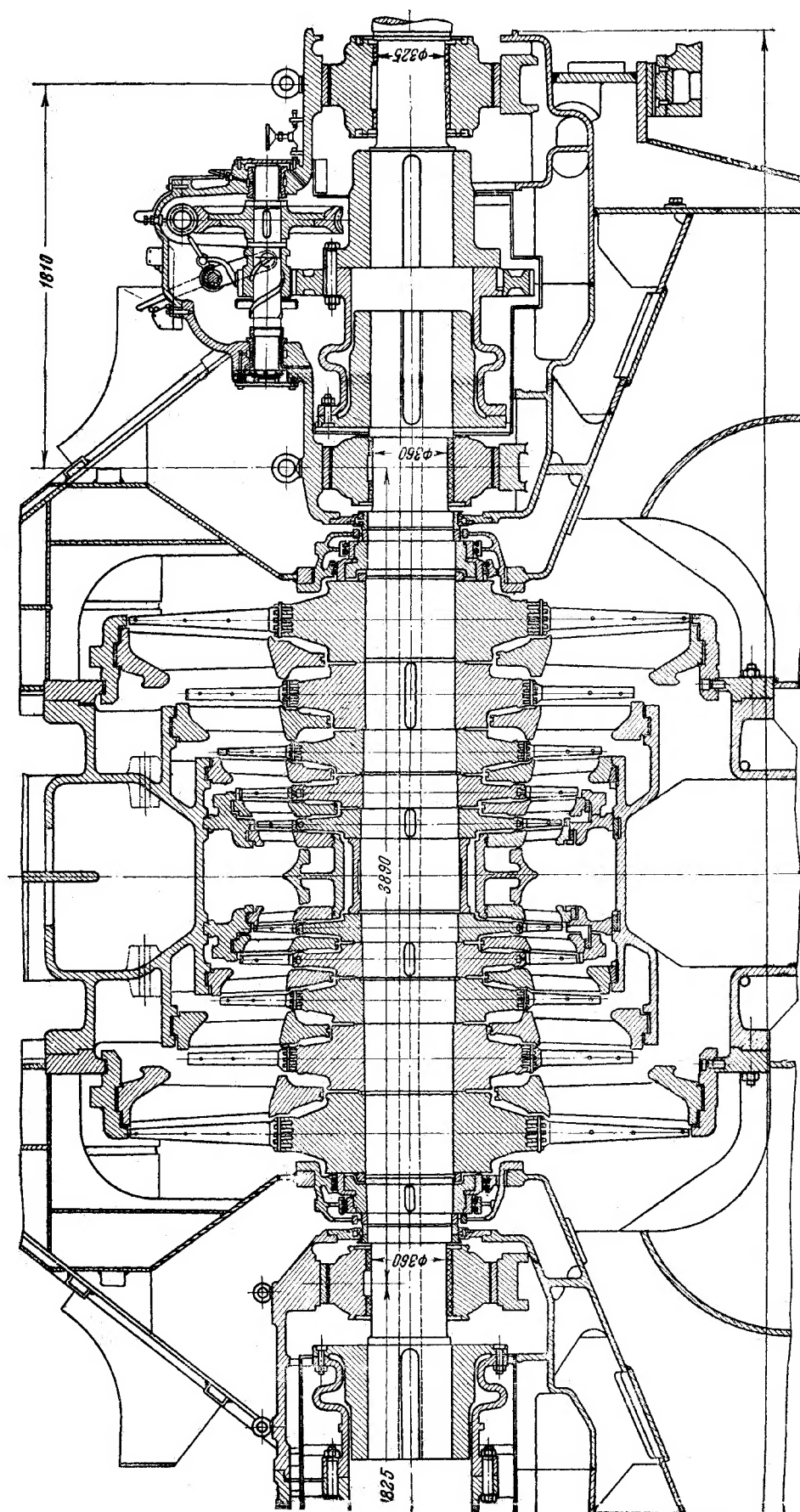


Рис. 2. Продольный разрез паровой турбины К-100-90-7 (окончание)

Ротор части высокого давления – цельнокованный. Ротор части низкого давления – с насадными дисками и радиальными шпонками. Ротор турбины и генератора соединены жесткой муфтой.

Турбина снабжена валоповоротным устройством.

Система регулирования. Турбина снабжена системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими работу и останов турбины при возникновении аварийных нарушений режима работы.

Датчиком системы регулирования является механический датчик частоты вращения.

Исполнительными элементами системы регулирования являются гидравлические сервомоторы регулирующих клапанов и автоматических затворов ЦВД и ЦНД. Передача воздействий на исполнительные элементы осуществляется через гидравлические усилители.

Для ограничения возрастания частоты вращения при сбросе нагрузки в системе регулирования служит гидравлический дифференциатор, закрывающий клапаны турбины при достижении заданного порогового значения частоты вращения, и электрогидравлический преобразователь, закрывающий регулирующие клапаны турбины при отключении генератора.

Максимальное повышение частоты вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки и отключения генератора составляет не более 109 % от номинальной частоты вращения.

Имеется механический ограничитель мощности, выполненный в виде упора промежуточного усилителя. Специальный регулятор, воздействующий на электродвигатель механизма управления турбиной при падении давления свежего пара до минимально допустимой величины, обеспечивает поддержание давления не ниже этого значения.

Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,0 \pm 1,0) \%$. Нечувствительность системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,15 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до $(11,6 \pm 0,5) \%$. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов.

Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, настроенной на 114 % от номинальной частоты вращения, выполняемой в блоке золотников регулятора скорости.

Турбина снабжена электромагнитным выключателем, при воздействии на который от защиты турбины и блока обеспечивается срабатывание золотников регулятора безопасности и закрытие стопорных и регулирующих клапанов.

Система маслоснабжения турбины обеспечивает маслом систему регулирования и систему смазки подшипников. Подача масла в систему регулирования производится с помощью центробежного насоса, приводимого в действие непосредственно от вала турбины. В систему смазки масло подается с помощью двух инжекторов, включенных последовательно.

Турбина снабжена одним резервным насосом смазки.

Масляный бак сварной конструкции имеет рабочую емкость 24 м³. Для очистки масла от механических примесей в масляном баке установлены фильтры. Конструкция масляного бака позволяет производить быструю и безопасную смену фильтров при работе турбины.

Для охлаждения масла предусматривается четыре маслоохладителя. Расход охлаждающей воды на каждый работающий маслоохладитель равен $140 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Конденсационная установка турбины предназначена для работы на охлаждающей пресной воде, состоит из двух двухходовых однопоточных конденсаторов с поверхностью охлаждения 3000 м^2 , жестко присоединенных к турбине с помощью сварки и установленных на пружинных опорах.

Корпус конденсатора – сварной конструкции. Подводящие воду патрубки расположены внизу, отводящие – сбоку, наверху камер, с обеспечением отвода воздуха в сливной трубопровод. Корпус имеет линзовый компенсатор, снижающий напряжение при тепловых расширениях. Конденсат пара отводится из нижней части корпусов двумя трубопроводами, присоединенными к группе конденсатных насосов. Эжекторы для пуска и постоянной работы – пароструйные.

Регенеративная установка. В турбоустановке осуществлен восьмиступенчатый подогрев питательной воды до температуры 227°С при номинальной нагрузке. Отборы на регенеративные подогреватели производятся из ЦНД (ПНД № 1, ПНД № 2, ПНД № 3, ПНД № 4 и ПНД № 5), из ЦВД (деаэратор, ПВД № 1, ПВД № 2 и ПВД № 3).

ПВД оборудованы охладителями пара и дренажа. ПНД № 5 – охладителем пара и ПНД № 4 – охладителем дренажа.

Все охладители пара и конденсата отборов выполнены встроенными в корпус подогревателей.

Схема включения деаэратора в один отбор с подогревателем устраняет влияние дросселирования от турбины до деаэратора.

ПНД № 1 встроен в верхнюю часть конденсаторов. ПНД № 2, 3, 4 и 5 – поверхностные, вертикальные. Каждый из этих подогревателей представляет собой конструкцию, состоящую из трубной системы и корпуса. Трубная система образована 11-образными трубками, завальцованными в трубную доску. Каждый из ПНД, кроме ПНД № 1, снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата из подогревателя, управляемым автоматическим электрическим регулятором.

Конденсат греющего пара из ПНД № 1 направляется через гидрозатвор в конденсатор. Конденсат греющего пара из подогревателей № 2 и 3 сливается каскадно. Из ПНД № 4, в который поступает конденсат с испарителя и ПНД № 5 конденсат откачивается сливным насосом. Устанавливаются два электронасоса, из которых один резервный. ПНД № 4 выполнен со встроенным охладителем дренажа, ПНД № 5 – со встроенным охладителем пара.

Три поверхностных ПВД № 1, 2 и 3 рассчитаны на последовательный подогрев питательной воды после деаэратора.

ПВД вертикальной конструкции имеют трубные секции, состоящие из стальных трубных спиралей, сваренных в коллекторы. Корпуса подогревателей выполнены сварными и имеют штампованные днища.

Каждый подогреватель снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата, автоматическим электрическим регулятором, воздействующим на регулирующий клапан отвода конденсата и поддерживающим заданный уровень конденсата в подогревателях и уравнительными сосудами для присоединения датчиков I и II уровня.

ПВД № 1 и 2 снабжены предохранительными клапанами пружинного типа для предотвращения повышения давления в корпусах. Для предотвращения повышения давления в трубной системе подогревателей три отключения подогревателей по воде устанавливаются обратные клапаны на байпасе запорной задвижки, отключающей группу подогревателей и установленной на трубопроводе питательной воды после ПВД.

Эжектор пароструйного типа питается паром от деаэратора или из коллектора собственных нужд. Отсос пара из промежуточных отсеков лабиринтовых уплотнений турбины производится в охладитель, включенный в регенеративную схему подогрева основного конденсата после ПНД № 1. Конструкция охладителя аналогична конструкции ПНД. Кроме того, пар из уплотнений отсасывается в трубопровод отбора на ПНД № 4.

Испарительная установка включает один одноступенчатый испаритель.

Таблица 3

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	100 КЦС-4Б
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	встроен в конденсатор
	ПНД-2	ПН-130-16-10-II
	ПНД-3	ПН-130-16-10-II
	ПНД-4	ПН-200-16-7-I
	ПНД-5	ПН-200-16-7-I
Деаэратор	Д	ДП-500М
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-250-180-21-1
	ПВД-2	ПВ-250-180-21-1
	ПВД-3	ПВ-250-180-33-1
Испаритель	И	И-350-1
Подогреватели сетевой воды	ПС	ПСВ
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	—	МБ-63-90
Конденсатный насос	КН	КСД-230-115/3
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-50-110/4
Питательные насосы	ПЭН	ПН-450-180

1.2. Паротурбинная установка К-160-130

Конденсационная паровая турбина К-160-130 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) номинальной мощностью 160 МВт с начальным давлением 12,8 МПа предназначена для привода генераторов переменного тока ТВВ-165-2, для базовой нагрузки нормального и аварийного регулирования мощности энергосистемы.

Турбина К-160-130 соответствуют требованиям ГОСТ 3618–58.

При заказе турбин, а также в другой документации, где их следует обозначать «Турбина паровая К-160-130».

Номинальные значения основных параметров турбины К-160-130 приведены в табл. 4.

Таблица 4

Номинальные значения основных параметров турбины

	К-160 -130
1. Мощность, МВт	160
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	12,8
температура, °С	565
3. Параметры пара после промежуточного перегрева:	
давление, МПа	2,8
температура, °С	565
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	516
5. Температура воды, °С	
питательной	229
охлаждающей	12
6. Расход охлаждающей воды, т/ч	
7. Давление пара в конденсаторе, кПа	2,5–3,5

Турбина К-160-130 выпускается специально для энергоблоков с высокими параметрами конденсации (от 2,0 до 3,5 кПа), в том числе для конденсационных устройств с сухими башенными градирнями и смешивающими конденсаторами.

Турбина предназначена для работы в блоке в двух вариантах: дубль-блоки с двумя прямоточными котлами типов ПК-24 и ПК-38 и моноблоки с барабанным котлом типа ТП-90, ТП-92.

Турбина имеет семь нерегулируемых отборов пара (рис. 3), предназначенных для подогрева питательной воды в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 229 °С при номинальных параметрах и нагрузке. Данные о регенеративных отборах пара приведены в табл. 5.

Допускаются дополнительные отборы пара сверх отборов на регенерацию. Максимальный расход пара на турбину составляет 143,3 кг/с. Расход пара на холостом ходу – 71,5 кг/с.

Допускается длительная работа турбины при одновременных отклонениях (в любых сочетаниях) параметров от номинальных в следующих пределах: начального давления 12,25–13,25 МПа, начальной температуры 530–550 °С, температуры пара после промежуточного перегрева 530–550 °С.

Таблица 5

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,18	375	19,1
ПВД № 2	2,07	527	19,84
ПВД № 1	1,23	451	16,35
Деаэратор	1,23	451	11,39
ПНД № 4	0,45	322	25,94
ПНД № 3	0,14	200	11,74
ПНД № 2	0,071	138	11,32
ПНД № 1	0,034	80	19,78

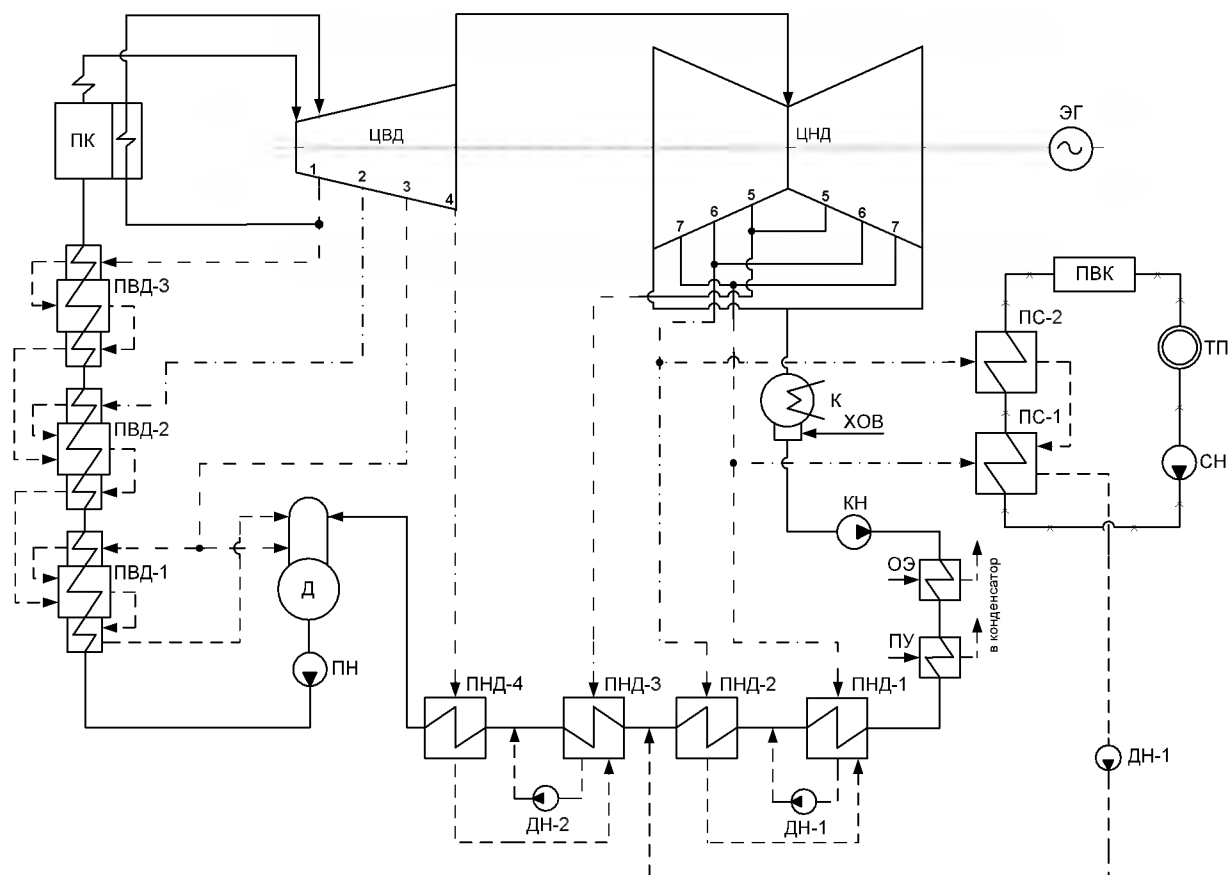


Рис. 3. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-160-130

Допускается кратковременная работа турбины не более 30 мин при отклонениях давления свежего пара 13,35–13,75 МПа при продолжительности не более 200 ч в год.

Конструкция турбины К-160-130. Турбина представляет одновальный агрегат (рис. 4), выполненный по схеме: 1ЦВД+1ЦНД.

Конструкция ЦВД такова, что совмещает в одном корпусе ступени части высокого и среднего давления, расположенные после промежуточного перегрева пара. В корпусе ЦВД размещена разделительная диафрагма между проточными частями высокого и среднего давления. По одну сторону разделительной диафрагмы находится камера отвода пара на промежуточный перегрев, по другую – камера паровпуска после перегрева. Число ступеней в части высокого давления относительно невелико за счет увеличения диаметра рабочих колес до максимально возможного.

В ЦНД используется шесть ступеней расширения пара. Направляющие лопатки во всех ступенях, кроме первой расположены в диафрагмах. Диафрагмы шестой и седьмой ступени находятся в обоймах. Первые семь ступеней представляют собой часть высокого давления.

Проточная часть ЦНД расположена в одной общей обойме и состоит из двух параллельных и одинаковых потоков. В каждом из них находится шесть ступеней. Пройдя через последние ступени турбины пар попадает в конденсатор, который своим переходным патрубком приварен к нижней части ЦНД.

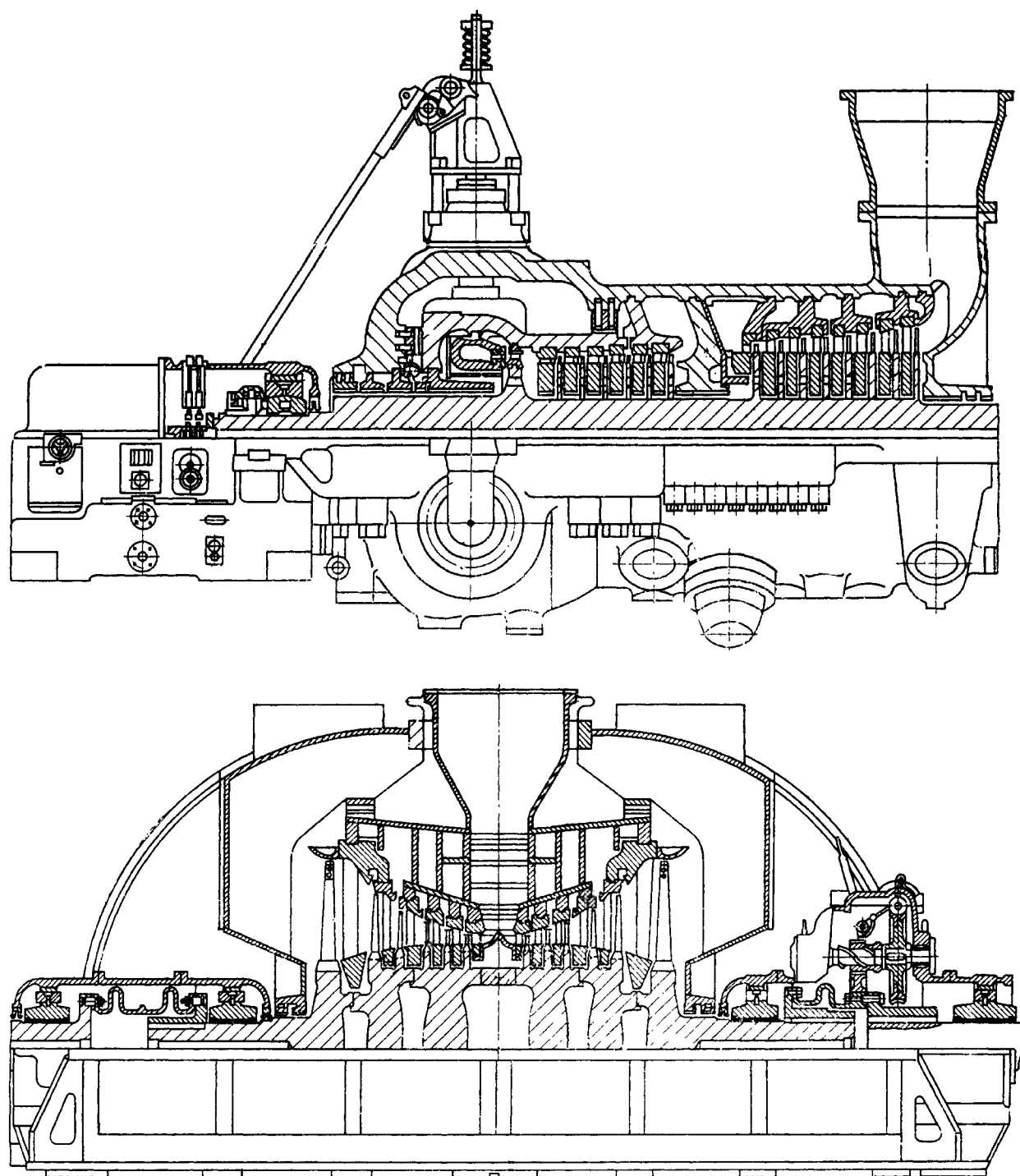


Рис. 4. Продольный разрез паровой турбины К-160-130

Ротор ЦНД опирается на подшипники, расположенные в картерах, которые вварены снаружи в корпус. Цилиндр низкого давления опирается по всему наружному периметру при помощи балкона на фундаментные плиты. Цилиндр высокого давления лежит опорными лапами с одной стороны на передней опоре, с другой стороны – на корпусе ЦНД. В осевом направлении ЦВД жестко связан поперечными шпонками опорных лап с корпусом ЦНД и передней опорой.

В передней опоре размещен опорно-упорный подшипник, а также механизмы системы регулирования турбины.

Система регулирования. Турбина снабжена системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими работу и останов турбины при возникновении аварийных нарушений режима работы.

Датчиком системы регулирования является механический датчик частоты вращения.

Исполнительными элементами системы регулирования являются гидравлические сервомоторы регулирующих клапанов и автоматических затворов ЦВД и ЦНД. Передача воздействий на исполнительные элементы осуществляется через гидравлические усилители.

Для ограничения возрастания частоты вращения при сбросе нагрузки в системе регулирования служит гидравлический дифференциатор, закрывающий клапаны турбины при достижении заданного порогового значения частоты вращения, и электрогидравлический преобразователь, закрывающий регулирующие клапаны турбины при отключении генератора.

Максимальное повышение частоты вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки и отключения генератора составляет не более 109 % от номинальной частоты вращения.

Имеется механический ограничитель мощности, выполненный в виде упора промежуточного усилителя. Специальный регулятор, воздействующий на электродвигатель механизма управления турбиной при падении давления свежего пара до минимально допустимой величины, обеспечивает поддержание давления не ниже этого значения.

Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,0 \pm 1,0)$ %. Нечувствительность системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,15 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до $(11,6 \pm 0,5)$ %. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов.

Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, настроенной на 114 % от номинальной частоты вращения, выполняемой в блоке золотников регулятора скорости.

Турбина снабжена электромагнитным выключателем, при воздействии на который от защиты турбины и блока обеспечивается срабатывание золотников регулятора безопасности и закрытие стопорных и регулирующих клапанов.

Система маслоснабжения турбины обеспечивает маслом систему регулирования и систему смазки подшипников. Подача масла в систему регулирования производится с помощью центробежного насоса, приводимого в действие непосредственно от вала турбины. В систему смазки масло подается с помощью двух инжекторов, включенных последовательно.

Турбина снабжена одним резервным насосом смазки.

Масляный бак сварной конструкции имеет рабочую емкость 28 м³. Для очистки масла от механических примесей в масляном баке установлены фильтры. Конструкция масляного бака позволяет производить быструю и безопасную смену фильтров при работе турбины.

Для охлаждения масла предусматривается четыре маслоохладителя. Расход охлаждающей воды на каждый работающий маслоохладитель равен 140 м³/ч.

Конденсационная установка турбины предназначена для работы на охлаждающей пресной воде, состоит из двух двухходовых однопоточных конденсаторов с поверхностью охлаждения 13180 м^2 , жестко присоединенных к турбине с помощью сварки и установленных на пружинных опорах.

Корпус конденсатора – сварной конструкции. Подводящие воду патрубки расположены внизу, отводящие – сбоку, наверху камер, с обеспечением отвода воздуха в сливной трубопровод. Корпус имеет линзовый компенсатор, снижающий напряжение при тепловых расширениях. Конденсат пара отводится из нижней части корпусов двумя трубопроводами, присоединенными к группе конденсатных насосов. Эжекторы для пуска и постоянной работы – пароструйные.

Регенеративная установка. В турбоустановке осуществлен семиступенчатый подогрев питательной воды до температуры 229°С при номинальной нагрузке. Отборы на регенеративные подогреватели производятся из ЦНД (ПНД № 1, ПНД № 2, ПНД № 3, ПНД № 4) и из ЦВД (на деаэратор, ПВД № 1, ПВД № 2 и ПВД № 3).

ПВД оборудованы охладителями пара и дренажа, ПНД № 4 – охладителем пара и ПНД № 3 – охладителем дренажа.

Все охладители пара и конденсата отборов выполнены встроенными в корпус подогревателей.

Схема включения деаэратора в один отбор с подогревателем устраняет влияние дросселирования от турбины до деаэратора.

ПНД № 1, 2, 3 и 4 – поверхностные, вертикальные. Каждый из этих подогревателей представляет собой конструкцию, состоящую из трубной системы и корпуса. Трубная система образована 11-образными трубками, завальцованными в трубную доску. Каждый из ПНД снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата из подогревателя, управляемым автоматическим электрическим регулятором.

Конденсат греющего пара из подогревателей № 4 и 2 сливается каскадно соответственно в ПНД № 3 и ПНД № 1. Из ПНД № 3 и ПНД № 1 конденсат откачивается сливными насосами по предвключенной схеме. Устанавливаются два электронасоса, из которых один резервный. ПНД № 4 выполнен со встроенным охладителем пара.

Три поверхностных ПВД № 1, 2 и 3 рассчитаны на последовательный подогрев питательной воды после деаэратора.

ПВД вертикальной конструкции имеют трубные секции, состоящие из стальных трубных спиралей, вваренных в коллекторы. Корпуса подогревателей выполнены сварными и имеют штампованные днища.

Каждый подогреватель снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата, автоматическим электрическим регулятором, воздействующим на регулирующий клапан отвода конденсата и поддерживающим заданный уровень конденсата в подогревателях и уравнительными сосудами для присоединения датчиков I и II уровня.

ПВД № 1 и 2 снабжены предохранительными клапанами пружинного типа для предотвращения повышения давления в корпусах. Для предотвращения повышения давления в трубной системе подогревателей три отключения подогревателей по воде устанавливаются обратные клапаны на байпасе запорной задвижки, отключающей группу подогревателей и установленной на трубопроводе питательной воды после ПВД.

Эжектор пароструйного типа питается паром от деаэратора или из коллектора собственных нужд. Отсос пара из промежуточных отсеков лабиринтовых уплотнений турбины производится в охладитель, включенный в регенеративную схему подогрева основного конденсата после ПНД №1. Конструкция охладителя аналогична конструкции ПНД. Кроме того, пар из уплотнений отсасывается в трубопровод отбора на ПНД № 4.

Таблица 6

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К-9115
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-250-16-7-II
	ПНД-2	ПН-250-16-7-II
	ПНД-3	ПН-250-16-7-I
	ПНД-4	ПН-250-16-7-I
Деаэратор	Д	ДП-500
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-425-230-13-1
	ПВД-2	ПВ-425-230-23
	ПВД-3	ПВ-425-230-35
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСВ
	ПС-2	ПСВ
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	–	МП-165-150-II
Конденсатный насос	КН	12КСВ-9×4
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-80-155
Питательные насосы	ПЭН	ПЭ-50-180

1.3. Паротурбинные установки К-200-130-7 и К-210-130-8

Конденсационные паровые турбины К-200-130-7 и К-210-130-8 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) номинальной мощностью 200 и 210 МВт соответственно с начальным давлением 12,8 МПа предназначены для привода генераторов переменного тока ТГВ-200МТ и ТВВ-200-2АТЗ, для базовой нагрузки нормального и аварийного регулирования мощности энергосистемы.

Турбины предназначены для поставки на экспорт.

Турбины К-200-130-7 и К-210-130-8 соответствуют требованиям ГОСТ 24278–85.

При заказе турбин, а также в другой документации, где их следует обозначать «Турбина паровая К-200-130-7», «Турбина паровая К-210-130-8».

Номинальные значения основных параметров турбин К-200-130-7 и К-210-130-8 приведены в табл. 7.

Турбина К-200-130-7 выпускается специально для энергоблоков с высокими параметрами конденсации (от 2 до 3,5 кПа), в том числе для конденсационных устройств с сухими башенными градирнями и смешивающими конденсаторами. По сравнению с турбиной К-215-130-1 (2) имеет реконструированный ЦНД; все остальные узлы и системы почти полностью унифицированы.

Турбина имеет семь нерегулируемых отборов пара (рис. 5), предназначенных для подогрева питательной воды в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 247 °С при номи-

нальных параметрах и нагрузке. Данные о регенеративных отборах пара приведены в табл. 8.

Таблица 7

Номинальные значения основных параметров турбины

	К-200 -130-7
1. Мощность, МВт	200
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	12,8
температура, °С	540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева:	
давление, МПа	2,4
температура, °С	540
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	670
5. Температура воды, °С	
питательной	247
охлаждающей	12
6. Расход охлаждающей воды, т/ч	
7. Давление пара в конденсаторе, кПа	2,0–3,5

Допускаются дополнительные отборы пара сверх отборов на регенерацию. Максимальный расход пара на турбину составляет 186,1 кг/с. Расход пара на холостом ходу – 83,3 кг/с.

Допускается длительная работа турбины при одновременных отклонениях (в любых сочетаниях) параметров от номинальных в следующих пределах: начального давления 12,25–13,25 МПа, начальной температуры 530–550 °С, температуры пара после промежуточного перегрева 530–550 °С.

Допускается кратковременная работа турбины не более 30 мин при отклонениях давления свежего пара 13,35–13,75 МПа при продолжительности не более 200 ч в год.

Таблица 8

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	4,06	382	7,5
ПВД № 2	2,80	332	14,4
ПВД № 1	1,22	447	4,3
Деаэратор	1,22	447	1,1
ПНД № 4	0,65	359	7,2
ПНД № 3	0,27	255	5,2
ПНД № 2	0,13	174	5,5
ПНД № 1	0,04	77	4,9

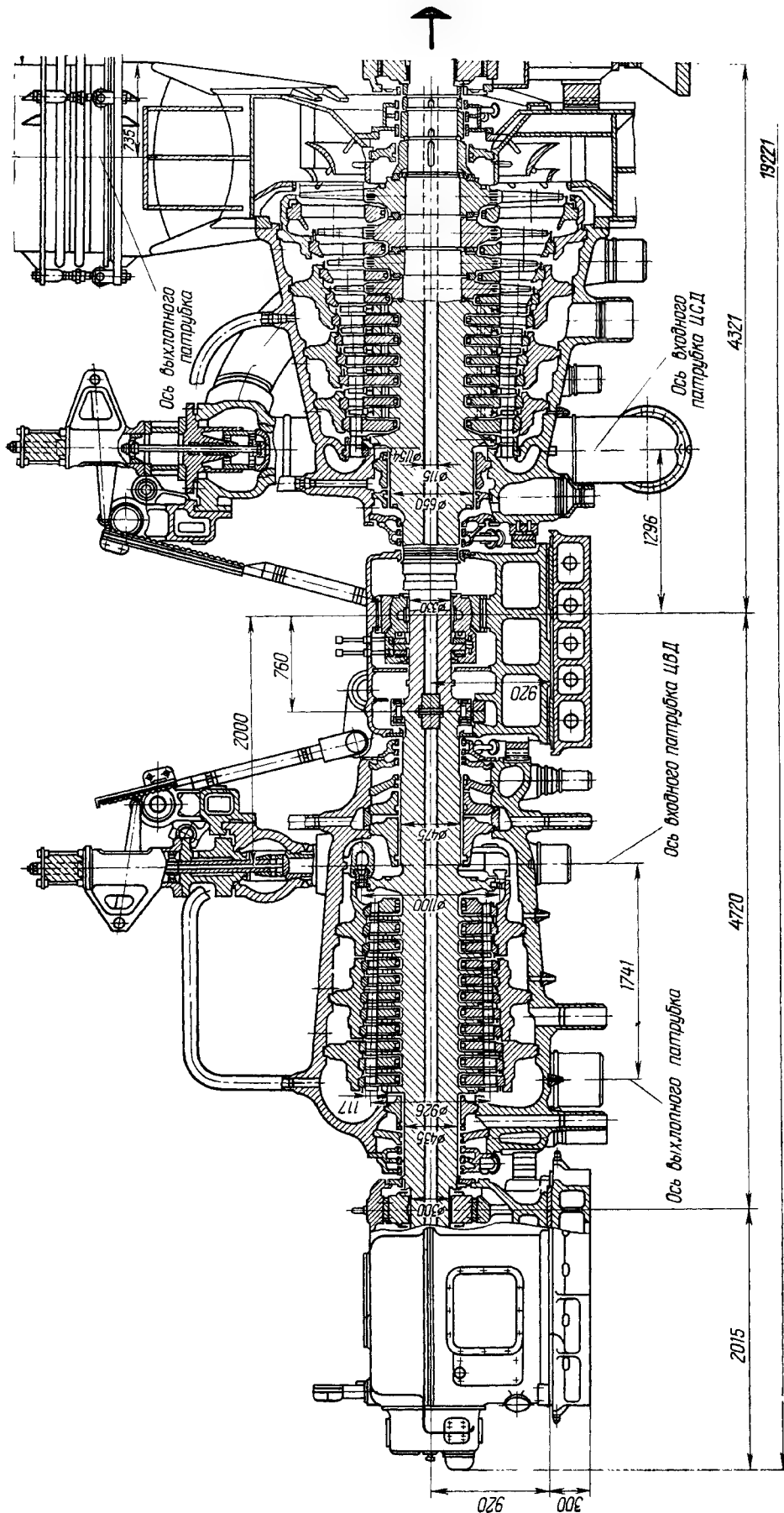


Рис. 6. Продольный разрез паровой турбины К-200-130-7 (начало)

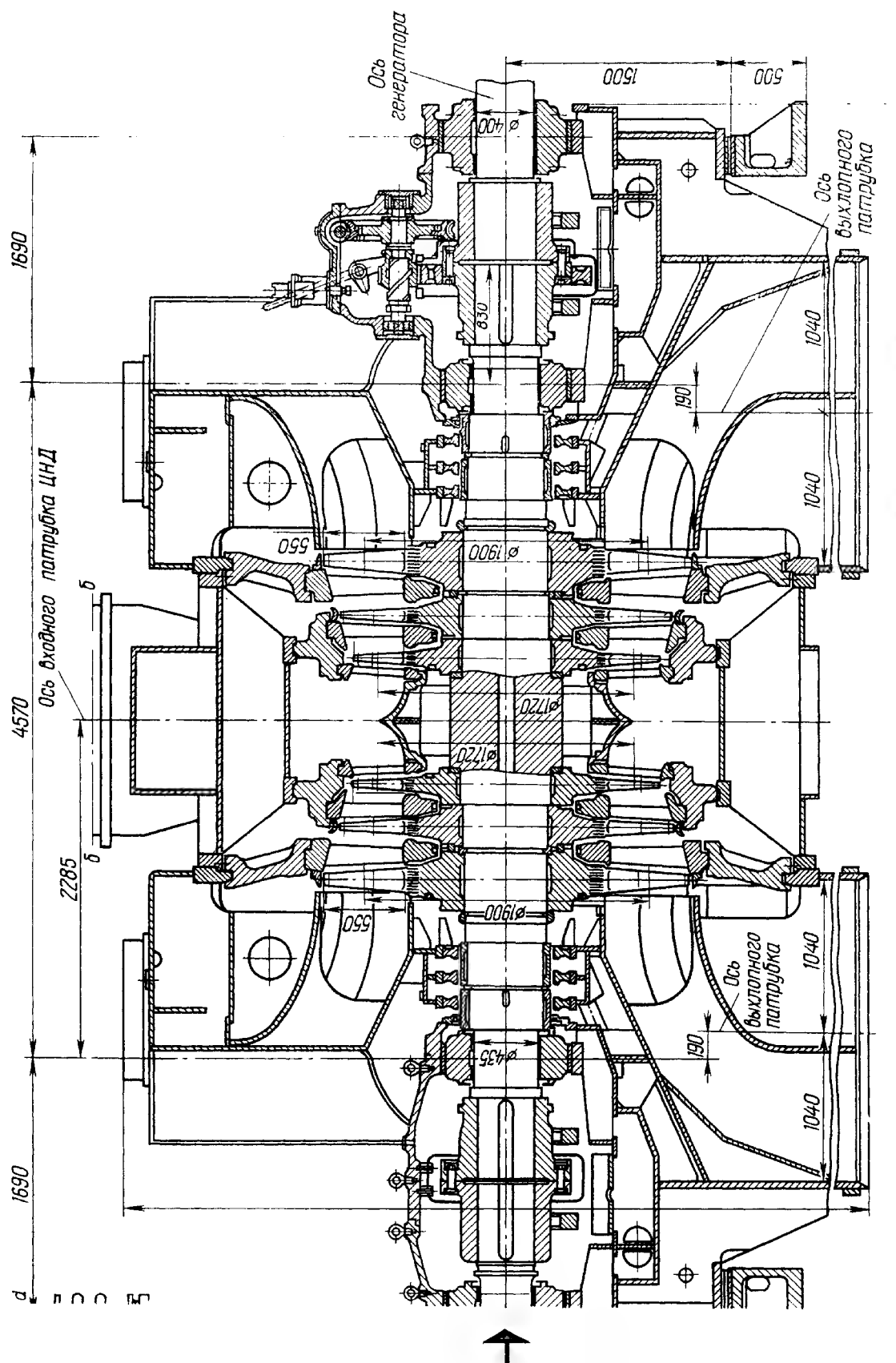


Рис. 6. Продольный разрез паровой турбины К-200-130-7 (окончание)

Система регулирования. Турбина снабжена системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими работу и останов турбины при возникновении аварийных нарушений режима работы.

Датчиком системы регулирования является механический датчик частоты вращения.

Исполнительными элементами системы регулирования являются гидравлические сервомоторы регулирующих клапанов и автоматических затворов ЦВД и ЦСД. Передача воздействий на исполнительные элементы осуществляется через гидравлические усилители.

Для ограничения возрастания частоты вращения при сбросе нагрузки в системе регулирования служит гидравлический дифференциатор, закрывающий клапаны турбины при достижении заданного порогового значения частоты вращения, и электрогидравлический преобразователь, закрывающий регулирующие клапаны турбины при отключении генератора.

Максимальное повышение частоты вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки и отключения генератора составляет не более 109 % от номинальной частоты вращения.

Имеется механический ограничитель мощности, выполненный в виде упора промежуточного усилителя. Специальный регулятор, воздействующий на электродвигатель механизма управления турбиной при падении давления свежего пара до минимально допустимой величины, обеспечивает поддержание давления не ниже этого значения.

Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,0 \pm 1,0) \%$. Нечувствительность системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,15 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до $(11,6 \pm 0,5) \%$. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов.

Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, настроенной на 114 % от номинальной частоты вращения, выполняемой в блоке золотников регулятора скорости.

Турбина снабжена электромагнитным выключателем, при воздействии на который от защиты турбины и блока обеспечивается срабатывание золотников регулятора безопасности и закрытие стопорных и регулирующих клапанов.

Система маслоснабжения турбины обеспечивает маслом систему регулирования и систему смазки подшипников. Подача масла в систему регулирования производится с помощью центробежного насоса, приводимого в действие непосредственно от вала турбины. В систему смазки масло подается с помощью двух инжекторов, включенных последовательно.

Турбина снабжена одним резервным насосом смазки.

Масляный бак сварной конструкции имеет рабочую емкость 28 м³. Для очистки масла от механических примесей в масляном баке установлены фильтры. Конструкция масляного бака позволяет производить быструю и безопасную смену фильтров при работе турбины.

Для охлаждения масла предусматривается четыре маслоохладителя. Расход охлаждающей воды на каждый работающий маслоохладитель равен 140 м³/ч.

Конденсационная установка турбины предназначена для работы на охлаждающей пресной воде, состоит из двух двухходовых однопоточных конденсаторов с поверхно-

стью охлаждения $13\,180\text{ м}^2$, жестко присоединенных к турбине с помощью сварки и установленных на пружинных опорах.

Корпус конденсатора – сварной конструкции. Подводящие воду патрубки расположены внизу, отводящие – сбоку, наверху камер, с обеспечением отвода воздуха в сливной трубопровод. Корпус имеет линзовый компенсатор, снижающий напряжение при тепловых расширениях. Конденсат пара отводится из нижней части корпусов двумя трубопроводами, присоединенными к группе конденсатных насосов. Эжекторы для пуска и постоянной работы – пароструйные.

Регенеративная установка. В турбоустановке осуществлен семиступенчатый подогрев питательной воды до температуры 247 °С при номинальной нагрузке. Отборы на регенеративные подогреватели производятся из ЦНД (ПНД № 1), ЦСД (ПНД № 2, ПНД № 3, ПНД № 4, деаэратор, ПВД № 1), ЦВД (ПВД № 2 и ПВД № 3).

ПВД оборудованы охладителями пара и дренажа, ПНД № 4 – охладителем пара и ПНД № 3 – охладителем дренажа.

Все охладители пара и конденсата отборов выполнены встроенными в корпус подогревателей.

Схема включения деаэратора в один отбор с подогревателем устраняет влияние дросселирования от турбины до деаэратора.

ПНД № 1, 2, 3 и 4 – поверхностные, вертикальные. Каждый из этих подогревателей представляет собой конструкцию, состоящую из трубной системы и корпуса. Трубная система образована 11-образными трубками, завальцованными в трубную доску. Каждый из ПНД снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата из подогревателя, управляемым автоматическим электрическим регулятором.

Конденсат греющего пара из ПНД № 1 направляется через гидрозатвор в конденсатор. Конденсат греющего пара из подогревателей № 2, 3 и 4 сливается каскадно. Из ПНД № 2 конденсат откачивается сливным насосом. Устанавливаются два электронасоса, из которых один резервный. ПНД № 4 выполнен со встроенным охладителем пара.

Три поверхностных ПВД № 1, 2 и 3 рассчитаны на последовательный подогрев питательной воды после деаэратора.

ПВД вертикальной конструкции имеют трубные секции, состоящие из стальных трубных спиралей, сваренных в коллекторы. Корпуса подогревателей выполнены сварными и имеют штампованные днища.

Каждый подогреватель снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата, автоматическим электрическим регулятором, воздействующим на регулирующий клапан отвода конденсата и поддерживающим заданный уровень конденсата в подогревателях и уравнительными сосудами для присоединения датчиков I и II уровня.

ПВД № 1 и 2 снабжены предохранительными клапанами пружинного типа для предотвращения повышения давления в корпусах. Для предотвращения повышения давления в трубной системе подогревателей три отключения подогревателей по воде устанавливаются обратные клапаны на байпасе запорной задвижки, отключающей группу подогревателей и установленной на трубопроводе питательной воды после ПВД.

Эжектор пароструйного типа питается паром от деаэратора или из коллектора собственных нужд. Отсос пара из промежуточных отсеков лабиринтовых уплотнений турбины производится в охладитель, включенный в регенеративную схему подогрева основного конденсата после ПНД №1. Конструкция охладителя аналогична конструкции ПНД. Кроме того, пар из уплотнений отсасывается в трубопровод отбора на ПНД № 4.

Испарительная установка, включающая два одноступенчатых испарителя, два охладителя с регулирующими клапанами.

Таблица 9

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	200 КЦС-2
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-350-16-7-III
	ПНД-2	ПН-350-16-7-II
	ПНД-3	ПН-350-16-7-I
	ПНД-4	ПН-350-16-7-I
Деаэратор	Д	ДП-1000
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-900-380-18-1
	ПВД-2	ПВ-1200-380-43
	ПВД-3	ПВ-900-380-66
Испаритель	И	И-250-1
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСВ
	ПС-2	ПСВ
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	—	МП-165-150-II
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-500-85
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	КСВ-320-160
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-80-155
Питательные насосы	ПЭН	ПН-780-200

1.4. Паротурбинная установка К-300-240-3

Конденсационная паровая турбина К-300-240-3 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) номинальной мощностью 300 МВт, с начальным давлением пара ~23,5 МПа предназначена для привода генератора переменного тока типа ТВВ-320-2 с частотой вращения ротора 50 с⁻¹; для несения базовой части графиков нагрузок и участия в нормальном и аварийном регулировании мощности энергосистемы с возможностью привлечения для покрытия переменной части графиков нагрузок. Номинальные параметры турбины приведены в табл. 10.

При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая К-300-240-3 ТУ 108-837–79».

Турбина К-300-240-3 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара (рис. 7), предназначенных для подогрева питательной воды (основного конденсата) в четырех ПНД, деаэраторе и трех ПВД до температуры 275 °С (при номинальной нагрузке турбины и питании приводной турбины главного питательного насоса паром из отборов турбины).

Данные об отборах пара на регенерацию и турбопривод приведены в табл. 11.

Главный питательный насос имеет паровой турбопривод. Пар на турбопривод отбирается из турбины за 16-й ступенью при давлении 1,56 МПа в количестве 108 т/ч при номинальной мощности. Отработанный пар из турбопривода возвращается в турбину за 24-ю ступень и частично – в ПНД № 3.

Таблица 10

Номинальные значения основных параметров турбины

	К-300 -240
1. Мощность, МВт	300
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	23,5
температура, °С	540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева:	
давление, МПа	3,65
температура, °С	540
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	930
5. Температура воды, °С	
питательной	275
охлаждающей	12
6. Расход охлаждающей воды, т/ч	36000
7. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,4

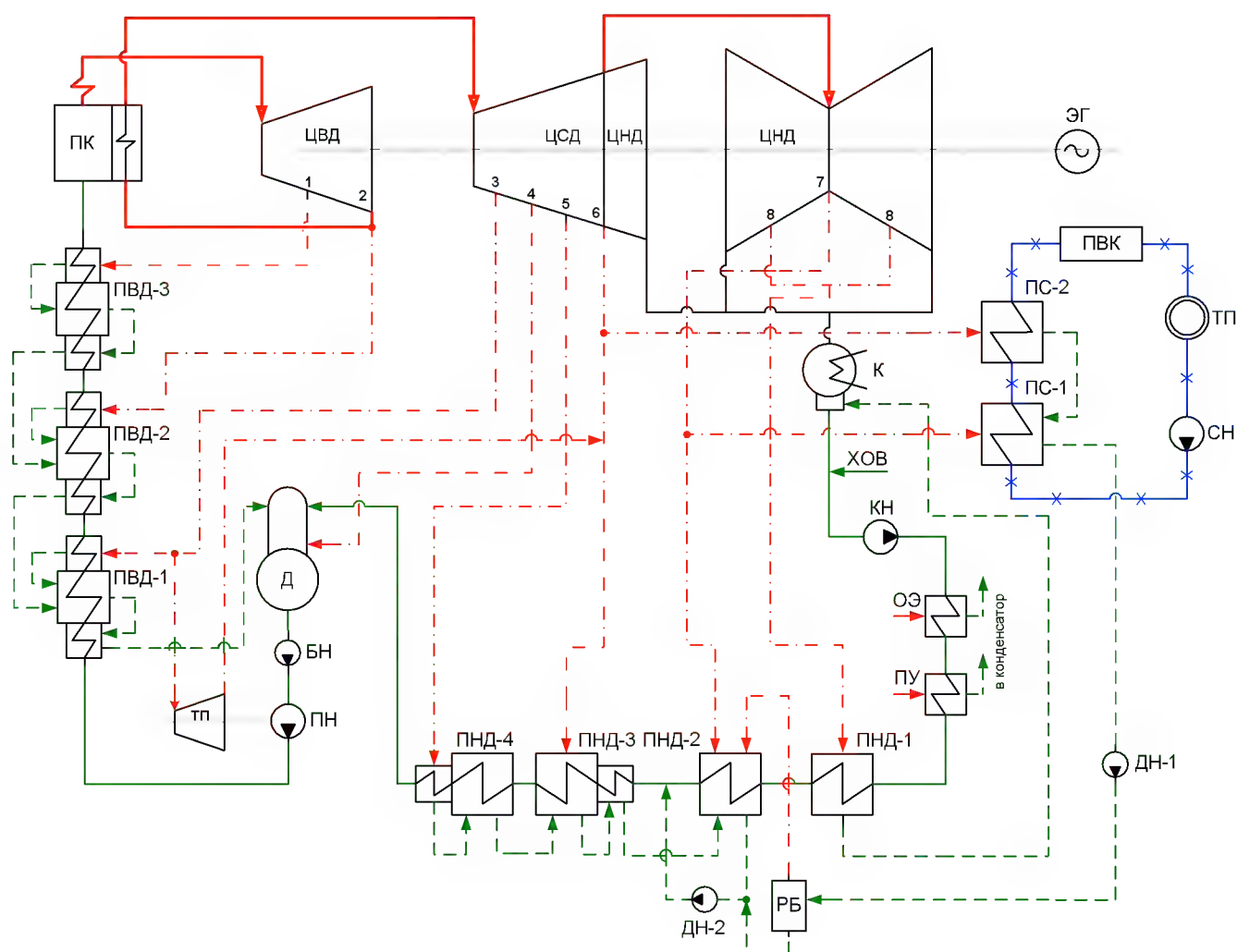


Рис. 7. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-300-240-3

Таблица 11

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	6,25	349	64,9
ПВД № 2	4,00	293	95,1
ПВД № 1	1,56	422	37,2 + 1,6*
Турбопривод	1,56	422	108
Деаэратор	1,03	366	14,4*
ПНД № 4	0,50	276	37,9
ПНД № 3	0,23	230	23,0 + 6,0**
ПНД № 2	0,085	114	45,6 + 0,8*
ПНД № 1	0,015	56	26,5

* Пар из концевых уплотнений.

** Пар из турбопривод питательного насоса.

В турбине, кроме регенеративных отборов, допускаются следующие отборы пара без снижения номинальной мощности:

на подогрев воздуха, подаваемого в котлоагрегат в количестве 3 % от расхода пара на турбину (максимально 30 т/ч). Пар отбирается из паропровода возврата пара в турбину после турбопровода (отбор на ПНД № 3);

на подогреватели сетевой воды для покрытия теплофикационных нужд, в том числе, на основной сетевой подогреватель в количестве 19 т/ч. Пар отбирается из паропровода возврата пара после турбопривода и на пиковый подогреватель из паропровода пятого отбора (на ПНД № 4) в количестве 7 т/ч.

Допускаются дополнительные отборы пара со снижением мощности ниже номинальной из паропроводов следующих отборов:

I (на ПВД № 3) – 45 т/ч;

за ЦВД при мощности 150 МВт и выше – 50 т/ч;

IV (на деаэратор) – 20 т/ч;

V (на ПНД № 4) – 60 т/ч;

из паропровода возврата пара после турбопривода – 40 т/ч.

При максимальном расходе пара, выключенных всех отборах пара, кроме системы регенерации, и номинальных параметрах пара, номинальных расходе и температуре охлаждающей воды может быть получена мощность 314 МВт.

При этих же условиях, но отключенных ПВД, развиваемая максимальная мощность составляет 345 МВт.

Допускается длительная работа турбины при отклонениях (в любых сочетаниях) параметров пара от номинальных в следующих пределах:

давление свежего пара от 23,04 до 24,02 МПа;

температура свежего пара (540_{-10}^{+5}) °С;

температура охлаждающей воды на входе в конденсатор не выше 36 °С.

Допускается кратковременная непрерывная работа турбины в течение не более 30 мин при повышении сверх номинальных значений температуры свежего пара и промежуточного перегрева на +10 °С или начального давления на 0,98 МПа. При достижении этих значений в любых сочетаниях суммарная продолжительность работы турбины не более 200 ч в год.

Допускается длительная работа турбины с минимальной мощностью 30 % от номинальной при номинальных параметрах.

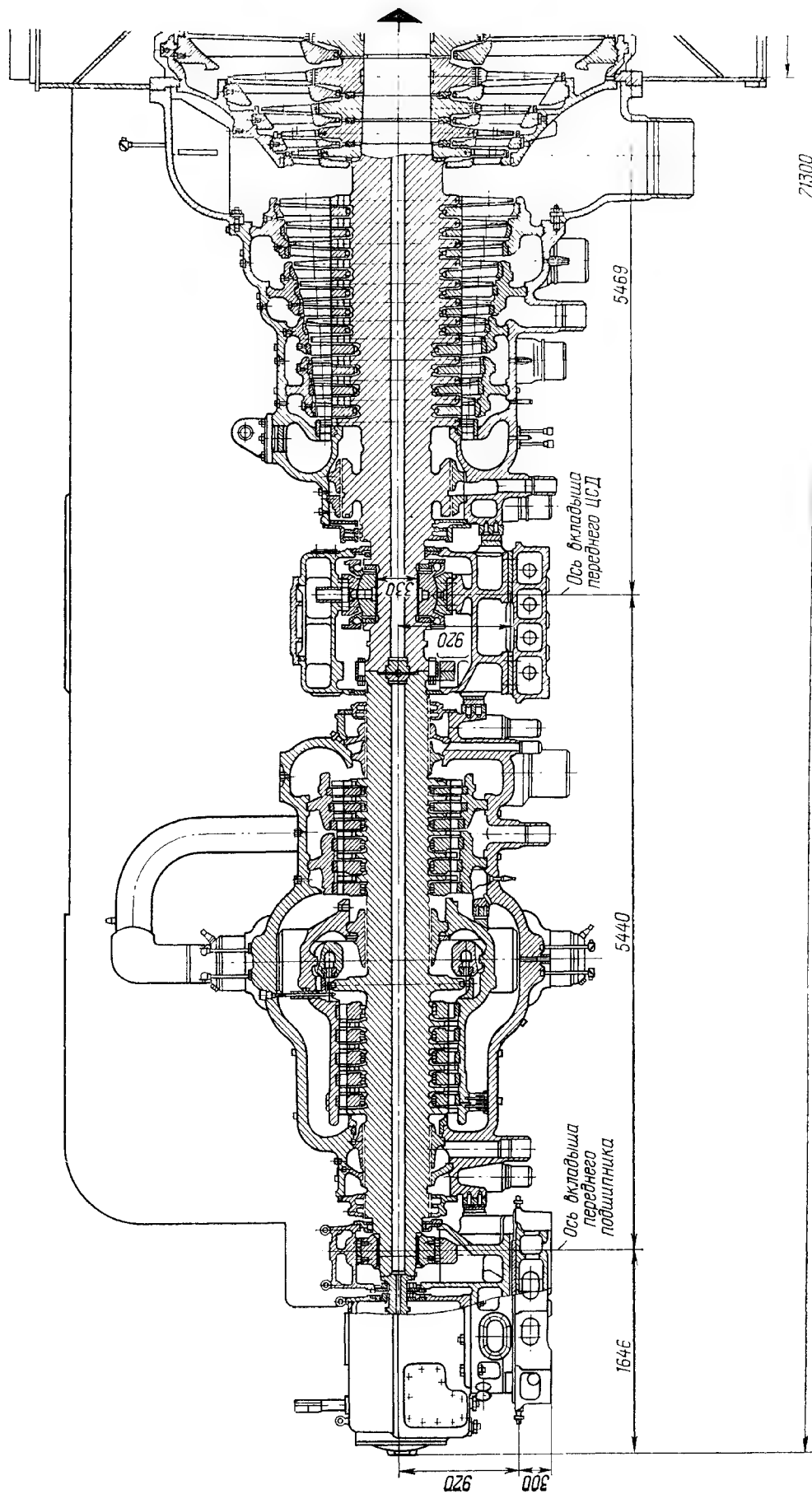


Рис. 8. Продольный разрез паровой турбины К-300-240-3 (начало)

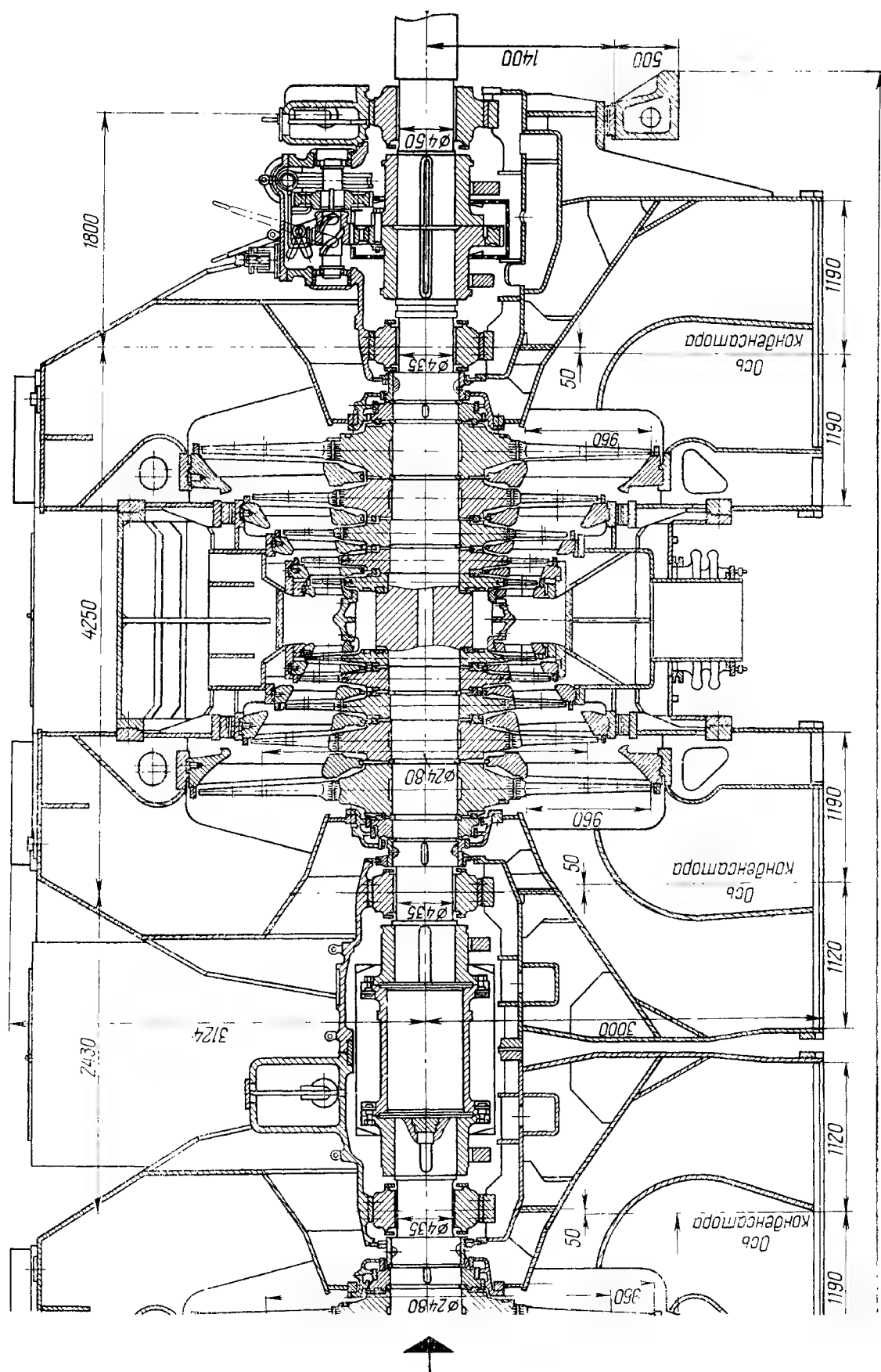


Рис. 8. Продольный разрез паровой турбины К-300-240-3 (окончание)

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновальный трехцилиндровый агрегат с тремя выхлопами в один общий конденсатор (рис. 8).

Турбина выполнена с сопловым парораспределением. Свежий пар подводится в среднюю часть ЦВД турбины через два блока стопорных и регулирующих клапанов, расположенных по обе стороны цилиндра.

ЦВД имеет внутренний и наружный корпусы с горизонтальными разъемами каждый. Четыре паровпускных штуцера вварены в среднюю часть наружного корпуса и подвижно соединены при помощи поршневых колец с горловинами внутреннего корпуса, к которым приварены сопловые коробки. ЦВД имеет 12 ступеней давления, в том числе, одновенечную регулируемую.

Проточная часть ЦВД разделена на два последовательных отсека. Первый (левый) отсек состоит из одновенечной регулирующей ступени и пяти ступеней давления, пар в которых направлен от середины цилиндра в сторону генератора, правый – из шести ступеней давления.

По выходе из ЦВД пар отводится для промежуточного перегрева в котлоагрегат, из которого направляется в ЦСД через две паровые коробки. В каждой коробке расположен один автоматический стопорный клапан и один регулирующий.

ЦСД – прямоточный и конструктивно выполнен из трех частей. Проточная часть ЦСД делится на ЧСД и ЧНД.

Парораспределение ЦСД – дроссельное. Регулирующие клапаны работают одновременно и подводят пар через общую камеру по всей окружности направляющего аппарата.

Прямоточная проточная часть СД состоит из 12 ступеней давления, образующих собственно ЧСД турбины. Из расположенной за 12-й ступенью камеры ЦСД две трети парового потока отводятся по перепускным трубам, помещенным под площадками по обе стороны турбины, в среднюю часть ЦНД. Остальная треть парового потока проходит через пять ступеней давления, образующих ЧНД ЦСД, и выхлопной патрубок в один общий конденсатор, принимающий также пар из выхлопных патрубков ЦНД.

ЦНД – двухпоточный, причем проточная часть каждого потока содержит по пять ступеней давления (встречного вращения) на общем валу. Конструкция подвески внутренней средней части ЦНД допускает ее свободное тепловое расширение в наружном корпусе.

Рабочие лопатки последней ступени ЦНД имеют рабочую длину 960 мм при среднем диаметре 2480 мм, что соответствует торцевой площади каждого из трех выхлопов – 7,48 м².

Ротор ЦВД – цельнокованный.

Ротор ЦСД имеет 12 дисков, откованных заодно с валом, и пять насадных дисков ЧНД.

Ротор ЦНД состоит из вала, на который насажено десять дисков, по пять на каждый (поток). Все роторы турбины выполнены гибкими. Роторы ЦВД и ЦСД соединены жесткой муфтой и имеют общий комбинированный опорно-упорный средний подшипник, фиксирующий осевое положение всего валопровода турбины и генератора. Роторы среднего и низкого давлений турбины соединены жесткой муфтой, роторы турбины и генератора тоже соединены жесткой муфтой.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска в турбине осуществляется паровой обогрев фланцев и шпилек.

Допускается автоматический пуск и последующее нагружение турбины после простоя любой продолжительности. Предусматривается пуск турбины на скользящих параметрах пара из холодного и различной степени неостывшего состояний.

Общее число пусков за срок службы – не более 1500.

Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями. В предпоследние отсеки концевых уплотнений ЦНД подается пар из коллектора уплотнений, в котором с помощью регуляторов устанавливается давление 0,107–0,117 МПа. При этом давление в камерах уплотнения поддерживается равным 0,101–0,103 МПа.

Концевые уплотнения ЦВД и ЦСД работают по принципу самоуплотнения. Отсосы пара из двух камер отсоса ЦВД и ЦСД направляются в ПНД-3. Из концевых камер всех цилиндров паровоздушная смесь отсасывается эжектором через вакуумный охладитель.

Схема питания концевых уплотнений ЦВД и ЦСД позволяет производить подачу горячего пара от постороннего источника при пусках турбины из неостывшего состояния.

Для обеспечения правильного режима работы и дистанционного управления системой дренажа при пусках и остановах турбины предусмотрено групповое дренирование в конденсатор.

Фикспункт турбины расположен на боковых рамах задней части ЦНД, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника и незначительно в сторону генератора.

Турбина снабжена валоповоротным устройством с приводом от электродвигателя, вращающего ротор турбины с частотой 3,4 об/мин. Устанавливается автоматическое устройство поворота ротора, которое обеспечивает поворот ротора остывающей турбины через каждые 10 мин на 180°.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и надстроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 с⁻¹ (3000 об/мин). Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты тока в сети 49,0–50,5 Гц.

Регулирование и защита. Турбина снабжена электрогидравлической системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими работу турбины по однопаспортной схеме паросбросных устройств блока и останова турбины при возникновении аварийных нарушений режима ее работы.

Электрогидравлическая система регулирования состоит из электрической и гидравлической частей.

Система регулирования включает: механический и электрический датчики частоты вращения, электрические датчики активной мощности генератора, датчики давления пара в линии промежуточного перегрева и давления свежего пара.

Исполнительные элементы системы регулирования и защиты: четыре гидравлических сервомотора регулирующих клапанов ЦВД, два сервомотора регулирующих клапанов ЦСД, два сервомотора автоматических затворов ЦВД, два сервомотора автоматических затворов ЦСД, два сервомотора сбросных клапанов на линии из промежуточного перегрева в конденсатор.

Сервомоторы регулирующих клапанов ЦВД и ЦСД, а также автоматических затворов имеют механизмы для перемещения на часть хода клапанов при работе под нагрузкой.

Управление турбиной при пуске, синхронизации и нагружении осуществляется механизмом управления, обеспечивающим: зарядку золотников регулятора безопасности; управление автоматическими затворами и регулируемыми клапанами ЦВД и ЦСД, сбросными клапанами; изменение частоты вращения ротора турбины с возможностью синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе; изменение нагрузки.

Механизм управления может приводиться в действие вручную и дистанционно с блочного щита.

УЧСР содержит блоки, обеспечивающие форсированное закрытие регулирующих клапанов турбины при сбросе нагрузки воздействием через электрогидравлический преобразователь, в результате чего повышается максимальная частота вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки с генератора не более чем до 109% от номинальной частоты вращения. Кроме того, в электроприставке имеется быстродействующий ограничитель, обеспечивающий поддержание заданной в послеаварийном режиме мощности.

Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,5 \pm 0,5) \%$. В регуляторе мощности возможно изменение характеристик регулирования от 2,5 до 6 %. Нечувствительность гидравлической части системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,3 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до $(111,5 \pm 0,5) \%$. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов, а также открытие сбросных клапанов. Время полного закрытия регулирующих и стопорных клапанов составляет $\sim 0,3$ с от момента срабатывания регулятора безопасности. Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, выполненной в блоке золотников регулятора скорости.

Турбина снабжена электромагнитными выключателями защиты, обеспечивающими срабатывание золотников регулятора безопасности.

Рабочей жидкостью в гидравлической части системы регулирования является огнестойкое синтетическое масло.

Огнестойкое масло в систему регулирования подается от блока маслоснабжения, состоящего из бака емкостью $5,5 \text{ м}^3$, охладителя, воздухоотделителя, фильтров грубой и тонкой очистки, двух электронасосов переменного тока. Рабочее давление в системе регулирования – 4,4 МПа. Охладитель масла работает при подводе охлаждающей воды из циркуляционной системы и обеспечивает нормальную работу системы регулирования при температуре охлаждающей воды не более 33°C .

Для предотвращения разгона турбоагрегата обратными потоками пара установлены обратные клапаны на трубопроводах нерегулируемых отборов пара в ПВД и ПНД, на трубопроводах пара к турбоприводам питательных насосов, деаэратору и калориферам котла.

Система смазки предназначена для обеспечения смазкой подшипников турбины, уплотнений вала генератора питательных насосов и турбопривода. Система рассчитана на применение масла Тп-22С по ТУ 38.101.821–83.

В баке объемом 47 м^3 установлены сетчатые фильтры для очистки масла от механических примесей и воздухоотделители для улучшения деаэрации масла (содержание воздуха за воздухоотделителем не должно превышать 1,5 %).

Для подачи масла в систему предусмотрены два (один резервный) вертикальных центробежных электронасоса переменного тока. Установлены два аварийных электронасоса постоянного тока. Масло охлаждается в трех маслоохладителях типа М-240 (один резервный), питающихся водой из циркуляционной системы.

Турбина снабжена двумя реле давления смазки, которые автоматически отключают турбину и валоповоротное устройство при падении давления в напорном маслопроводе смазки, а также включают резервные насосы системы смазки.

Конденсационная установка состоит из конденсаторной группы, воздухоудаляющего устройства, конденсатных насосов и водяных фильтров. Конденсаторная группа включает в себя один поверхностный двухходовой конденсатор с поверхностью охлаждения 15400 м^2 .

С целью уменьшения термических напряжений и (предотвращения расстыковки вальцовочных соединений на корпусах конденсаторов предусмотрены линзовые компенсаторы, обеспечивающие податливость трубных досок относительно корпуса конденсатора.

Воздухоудаляющее устройство, обеспечивающее нормальный процесс теплообмена в конденсаторе и прочих вакуумных аппаратах, состоит из двух основных водоструйных эжекторов, двух водоструйных эжекторов циркуляционной системы для удаления воздуха из верхних частей водяной камеры конденсатора и верхних водяных камер маслоохладителей, водоструйного эжектора для удаления воздуха из сальникового подогревателя ПС-115.

Турбоагрегат обслуживается тремя центробежными конденсатными электронасосами (один из которых резервный).

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет подогреватель замкнутого контура газоохладителей генератора, охладитель пара лабиринтовых уплотнений, четыре ПНД, деаэратор и три ПВД (рис. 7).

ПНД – камерные, вертикальные, поверхностного типа представляют собой конструкцию, состоящую из водяной камеры, корпуса и трубной системы.

ПНД № 3 имеет встроенный охладитель конденсата греющего пара, а ПНД № 4 выполнен со встроенным охладителем пара, каждый снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата из подогревателя, управляемым электронным регулятором. ПНД № 2 оборудован двумя регулирующими клапанами, один из которых устанавливается на напорной линии сливных насосов из ПНД № 2, другой – на линии отвода конденсата в конденсатор, оба управляются одним электронным регулятором.

Таблица 12

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	300 КЦС-3
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-400-26-2-IV
	ПНД-2	ПН-400-26-2-III
	ПНД-3	ПН-400-26-7-II
	ПНД-4	ПН-400-26-7-I
Деаэратор	Д	ДП-1000/100
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-1250-380-17
	ПВД-2	ПВ-1700-380-45
	ПВД-3	ПВ-1550-380-70
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСВ
	ПС-2	ПСВ
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-115
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭВ-7-1000
Маслоохладители	–	МП-330-300
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-475-85-3
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	КСВ-475-220/5
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КСВ-200-210
Питательные насосы	ТПН	ОСПТ-1150
	ПЭН	ПН-1135-340

Слив конденсата греющего пара ПНД № 4, 3 и 2 выполнен каскадным.

Из ПНД № 2 конденсат откачивается сливным насосом в линию основного конденсата между ПНД № 2 и 3; устанавливается два насоса (один из них резервный).

ПВД – коллекторного типа. Поверхность нагрева выполнена в виде плоских спиралей из стальных трубок; подогреватели – шестиколлекторные. Слив конденсата греющего пара из подогревателей — каскадный.

ПВД оборудованы групповым защитным устройством, состоящим из комбинированного (впускного и перепускного) клапана, установленного на входе питательной воды в подогреватели, обратного клапана, который установлен за группой ПВД, перепускных трубопроводов и элементов управления впускным клапаном.

Защитное устройство отключает подачу воды в ПВД путем закрытия впускного клапана и перепуска воды помимо ПВД при повышении ее уровня в корпусе любого ПВД до первого предела защиты.

Установка сетевых подогревателей предназначена для нужд теплофикации и имеет два подогревателя – основной и пиковый.

1.5. Паротурбинная установка К-500-240-4

Конденсационная паровая турбина К-500-240-4 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) номинальной мощностью 525 МВт предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока ТВВ-500-2ЕУЗ мощностью 500 МВт и для работы в блоке с прямоточным котлом. Номинальные параметры турбины представлены в табл. 13.

При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая К-500-240-4 ТУ 108.1051–81».

Турбина К-500-240-4 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Таблица 13

Номинальные значения основных параметров турбины

	К-500 -240
1. Мощность, МВт	525
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	23,5
температура, °С	540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева:	
давление, МПа	3,75
температура, °С	540
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	1650
5. Температура воды, °С	
питательной	276
охлаждающей	12
6. Расход охлаждающей воды, т/ч	51480
7. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,5

Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара (рис. 9), предназначенных для подогрева питательной воды (основного конденсата) в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 276 °С (при номинальной мощности турбины и питании приводных турбин главных питательных насосов паром из отборов турбины).

Данные об отборах пара на регенерацию и турбоприводы приведены в табл. 14.

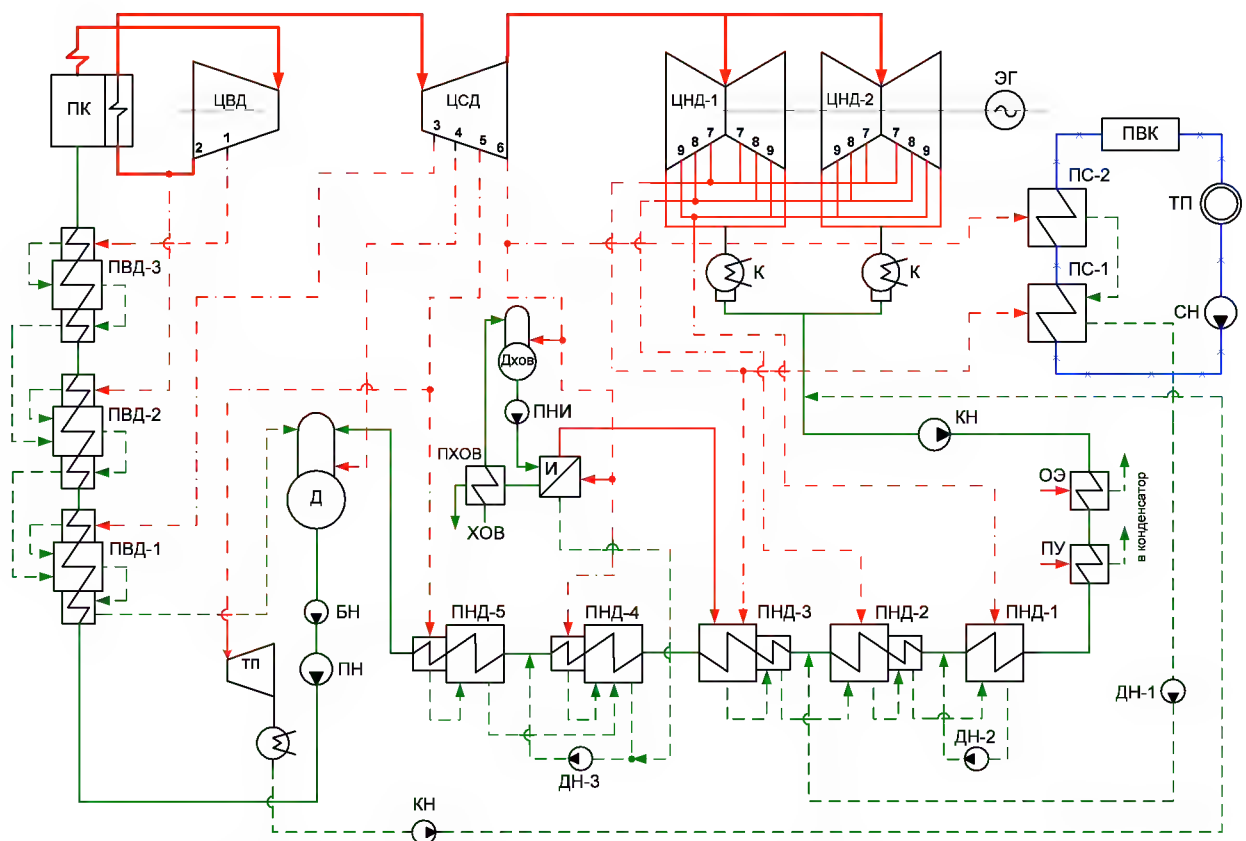


Рис. 9. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-500-240-4

Таблица 14

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	6,13	346	101,7
ПВД № 2	4,20	297	157,6
ПВД № 1	1,87	446	88,5
Турбопривод	1,187	383	97,7
Деаэратор	1,187	383	19,0 + 13,7*
ПНД № 4	0,473	267	50
ПНД № 3	0,263	203	60,4
ПНД № 2	0,107	122	73,8
ПНД № 1	0,0187	58,5	50,6

* Пар из концевых уплотнений.

Приведенные данные соответствуют режиму работы при номинальном расходе пара через стопорные клапаны номинальной мощности 525 МВт, номинальных начальных параметрах пара и пара промежуточного перегрева, номинальной температуре охлаждающей воды 12 °С и расходе ее 51 480 м³/ч, расходе пара на собственные нужды в количестве 35 т/ч из отбора за 23-й (34-й) ступенями ЦСД и подпитке цикла обессоленной водой 33 т/ч.

Кроме отбора пара на собственные нужды, в турбине допускается при снижении мощности до 515 МВт следующие дополнительные отборы:

для покрытия отопительной нагрузки в количестве 210 ГДж/ч:

из отбора за 21-й (32-й) ступенями при давлении 0,448 МПа на пиковый подогреватель сетевой воды в количестве 26,3 т/ч;

из отбора за 23-й (24-й) ступенями (за ЦСД) при давлении 0,233 МПа на основной подогреватель сетевой воды в количестве 56,7 т/ч.

Допускается без сохранения номинальной мощности увеличение отопительной нагрузки до 293,3 кДж/ч при условии отсутствия отбора на собственные нужды за 23-й (34-й) ступенями (за ЦСД).

Допускается без сохранения номинальной мощности и при отопительной нагрузке не более 210 ГДж/ч дополнительный отбор пара за ЦВД в количестве 100 т/ч.

Допускается работа турбины с отключенными регенеративными ПВД, при этом мощность турбины не превышает 500 МВт.

При групповом отключении ПНД № 3 и ПНД № 4 мощность турбины по условиям работы деаэратора не превышает 420 МВт.

Два главных питательных насоса имеют паровые турбинные приводы, пар на которые отбирается из ЦСД.

При максимальном расходе, включенных отборах пара на собственные нужды за ЦСД и других отборах, кроме системы регенерации, без подпитки в конденсатор, номинальных параметрах пара и номинальных расходе и температуре охлаждающей воды может быть получена мощность 535 МВт.

Допускается длительная работа при отклонениях (в любых сочетаниях) параметров (пара и охлаждающей воды) от номинальных в следующих пределах:

давление пара перед стопорными клапанами от 23,04 до 24,02 МПа;

температура пара перед стопорными клапанами 540 ± 5 °С;

температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы не выше 33 °С.

Допускается кратковременная непрерывная работа турбины в течение не более 30 мин при повышении выше номинальных температуры свежего пара и температуры промежуточного перегрева на 10 °С или начального давления на 0,98 МПа. При достижении этих значений в любых сочетаниях суммарная продолжительность работы турбины не более 200 ч в год.

Турбина может длительно работать с минимальной мощностью 150 МВт при номинальных параметрах пара. При этом время постепенного перехода от номинальной мощности до 30 % составляет не менее 60 мин.

В диапазоне мощности от 100 до 70 % температура свежего пара и пара промежуточного перегрева должна быть номинальной. При снижении мощности от 70 до 30 % возможно плавное снижение температуры от номинальной до 505 °С за время не менее 60 мин.

Турбина может работать при скользящем давлении свежего пара.

Допускается устойчивая работа турбины с мощностью менее 30 % номинальной вплоть до нагрузки на собственные нужды, а также работа на собственные нужды и на холостом ходу после сброса нагрузки. При этом длительность работы на холостом ходу и нагрузке на собственные нужды не более 40 мин.

Допускается работа турбины в беспаровом режиме длительностью до 3 мин.

Конденсаторы турбины оборудованы водо- и пароприемными устройствами. Водоприемные устройства рассчитаны на прием при пуске турбины

500 т/ч воды давлением 1,96 МПа при температуре до 200 °С из котла и растопочных расширителей. Пароприемные устройства рассчитаны на прием из быстродействующей редуционно-охладительной установки (БРОУ) при пусках и сбросах нагрузки до 1020 т/ч и температуре до 200 °С. Прием пара и воды в конденсаторы прекращается при давлении в конденсаторах выше 0,029 МПа.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновальный четырехцилиндровый агрегат, состоящий из 1ЦВД+1ЦСД + 2ЦНД (рис. 10). Пар из котла подводится по двум паропроводам к двум стопорным клапанам. Каждый из них сблокирован с двумя регулирующими клапанами, от которых пар по четырем трубам поступает к ЦВД. Во внутренний корпус ЦВД вварены четыре сопловые коробки патрубков. Пароподводящие штуцера имеют сварные соединения с наружным корпусом цилиндра и подвижные – с горловинами сопловых коробок.

Пройдя сопловой аппарат, пар поступает в левый поток, состоящий из регулирующей ступени и пяти ступеней давления, поворачивает на 180° и перепускается в правый поток, состоящий из шести ступеней давления, и далее отводится на промежуточный перегрев по двум паропроводам. После промежуточного перегрева пар по двум трубам подводится к двум стопорным клапанам ЦСД, установленным по обе стороны цилиндра, и от них к четырем коробкам регулирующих клапанов, находящихся непосредственно на цилиндре.

Двухпоточный ЦСД имеет по 11 ступеней в каждом потоке, причем первые ступени каждого потока размещены в общем внутреннем корпусе. Из выхлопных патрубков ЦСД пар по двум трубам подводится к двум ЦНД.

ЦНД – двухпоточные, имеют по пять ступеней в каждом потоке. Впуск пара производится в среднюю часть цилиндра, состоящую из наружной и внутренней частей. Выхлопные патрубки ЦНД привариваются к продольному конденсатору.

Роторы ВД и СД – цельнокованные, роторы НД – с насадными дисками, с высотой рабочих лопаток последних ступеней 960 мм. Средний диаметр этой ступени – 2480 мм. Роторы имеют жесткие соединительные муфты и лежат на двух опорах.

Фикспункт валопровода (упорный подшипник) расположен между ЦВД и ЦСД.

Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями. В предпоследние отсеки концевых уплотнений ЦНД подается пар с давлением 0,101–0,103 МПа из коллектора, давление в котором регулятором поддерживается равным 0,107–0,117 МПа. Концевые уплотнения ЦВД и ЦСД работают по принципу самоуплотнения. Отсосы из предпоследних отсеков сведены в общий коллектор, в котором регулятором «до себя» поддерживается давление 0,118–0,127 МПа.

Из концевых каминных камер уплотнений всех цилиндров паровоздушная смесь отсасывается эжектором через вакуумный охладитель. Схема питания концевых уплотнений ЦВД и ЦСД позволяет подавать горячий пар от постороннего источника при пусках турбины из неостывшего состояния.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 с⁻¹. Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты в сети 49,0–50,5 Гц.

Возможен автоматический пуск турбины и последующее нагружение после простоя любой продолжительности. Предусматривается пуск турбины на скользящих параметрах пара из холодного и различной степени неостывшего состояний. Общее число пусков за весь период эксплуатации из горячего и неостывшего состояний – по 750.

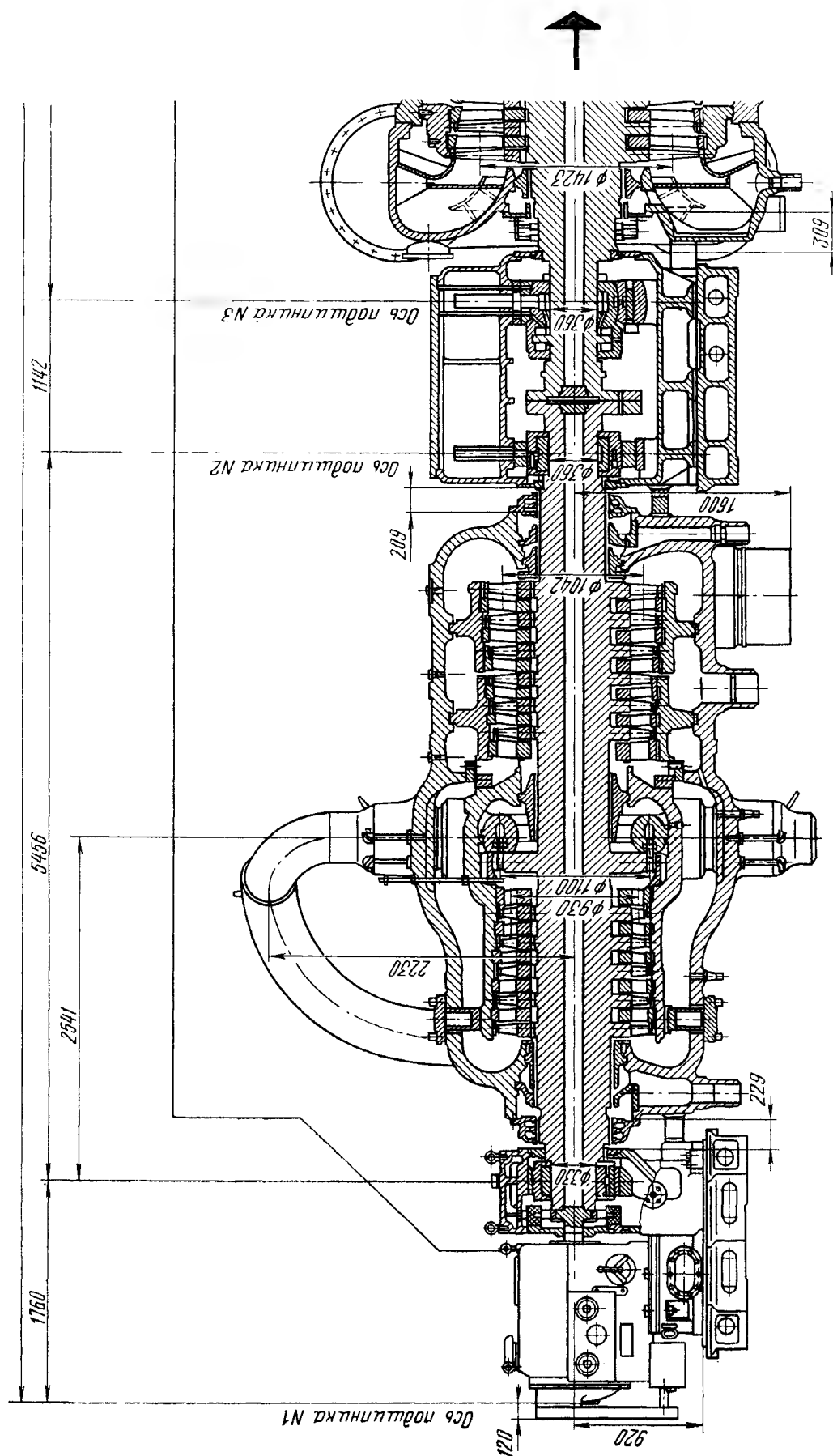


Рис. 10. Продольный разрез паровой турбины К-500-240-4 (начало)

Рис. 10. Продольный разрез паровой турбины К-500-240-4 (продолжение)

Рис. 10. Продольный разрез паровой турбины К-500-240-4 (окончание)

Для сокращения времени прогрева турбины и улучшения условий пуска предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек горизонтального разъема ЦВД и ЦСД, а также блоков клапанов ЦВД.

Система регулирования и защиты. Турбина снабжена электрогидравлической системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими работу турбины при однобайпасной схеме паросбросных устройств блока и останов ее при возникновении аварийных нарушений режима работы.

Система автоматического регулирования предназначена:

для автоматического поддержания частоты вращения турбогенератора с неравномерностью регулирования около 4,5 % и компенсации среднего влияния на приемистость регулирования турбины большого количества пара, аккумулированного в промежуточном перегревателе;

для предотвращения повышения частоты вращения ротора турбины до срабатывания центробежных выключателей турбины при мгновенном сбросе нагрузки генератора с отключением и без отключения выключателей генератора;

для точного регулирования мощности в соответствии с заданной статической характеристикой, требуемой для систем вторичного регулирования частоты и активной мощности энергосистемы;

для быстрого кратковременного разгрузки турбины и быстрого длительного ограничения мощности по сигналу противоаварийной автоматики энергосистемы;

для разгрузки турбины при снижении давления свежего пара.

Электрогидравлическая система регулирования состоит из электрической и гидравлической частей.

Система регулирования включает в себя механический и электрический датчики частоты вращения, электрические датчики активной мощности генератора, датчики давления пара в линии промежуточного перегрева и давления свежего пара.

Исполнительные элементы системы регулирования и защиты: четыре гидравлических сервомотора регулирующих клапанов ЦВД, два сервомотора регулирующих клапанов ЦСД, два сервомотора стопорных клапанов ЦВД, два сервомотора стопорных клапанов ЦСД, сервомотор сбросного клапана из линии промежуточного перегрева в конденсатор, сервомотор отсечного клапана на линии к подогревателю ПВД № 1, сервомотор стопорного клапана КОСМ-800-1 на линии к ПТН.

Сервомоторы регулирующих клапанов № 3 и № 4 ЦВД имеют механизмы перестройки характеристики сервомотора с дистанционным приводом, позволяющие переключать регулирование на дроссельное в процессе пуска турбины и на сопловое — при работе турбины под нагрузкой.

Управление турбиной при пуске, синхронизации и нагружении осуществляется механизмом управления, обеспечивающим: зарядку золотников регулятора безопасности; управление стопорными и регулируемыми клапанами ЦВД и ЦСД, сбросным клапаном, отсечным клапаном, стопорным клапаном КОСМ-800-1; изменение частоты вращения ротора турбины с возможностью синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе; изменение нагрузки.

Механизм управления может приводиться в действие вручную и дистанционно с блочного щита.

ЭЧСР состоит из двух устройств: электроприставки и регулятора мощности. В электроприставке имеются блоки, обеспечивающие с помощью электрогидравлического преобразователя форсированное закрытие регулирующих клапанов турбины при сбросе нагрузки, в результате чего повышается максимальная частота вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки с генератора не более, чем до 109% от номиналь-

ной частоты вращения. Кроме того, в электроприставке содержатся блоки, формирующие импульсы, необходимые для кратковременной разгрузки турбины по сигналам противоаварийной автоматики энергосистем, а также быстродействующий ограничитель, поддерживающий заданную в послеаварийном режиме мощность и использующий обратную связь по мощности турбины.

Регулятор, воздействующий на электродвигатель механизма управления турбиной, поддерживает заданную мощность турбины при постоянной частоте и с учетом отклонения давления свежего пара от номинального значения. Система регулирования пара обеспечивает поддержание давления не ниже минимально допустимой величины. Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,5 \pm 0,5) \%$. В регуляторе мощности возможно изменение характеристик регулирования от 2,5 до 6 %. Нечувствительность гидравлической части системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,3 %. Путем корректирующего воздействия регулятора мощности обеспечивается уменьшение нечувствительности всей системы регулирования до 0,06 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до $(111,5 \pm 0,5) \%$. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов, клапанов на линиях к ПТН и ПВД №1, а также открытие сбросного клапана. Время полного закрытия регулирующих и стопорных клапанов составляет $\sim 0,3$ с от момента срабатывания регулятора безопасности. Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, выполненной в блоке золотников регулятора скорости. Кроме того, для предотвращения чрезмерного разгона ротора при отказе системы регулирования частоты вращения в электроприставке предусмотрен блок предварительной защиты, воздействующий на электромагнитный выключатель предварительной защиты и закрывающий стопорные и регулирующие клапаны турбины при повышении частоты вращения до частоты срабатывания регулятора безопасности, и зависящий от величины ускорения частоты вращения.

Турбина снабжена двумя электромагнитными выключателями защиты, обеспечивающими срабатывание золотников регулятора безопасности.

Рабочей жидкостью в гидравлической части системы регулирования является огнестойкое синтетическое масло. Огнестойкое масло в систему регулирования подается от блока маслоснабжения, состоящего из бака емкостью $5,9 \text{ м}^3$, выносных охладителей, воздухоотделителя, фильтров грубой и тонкой очистки и двух электронасосов переменного тока. Рабочее давление в системе регулирования – 4,4 МПа.

Охладитель огнестойкого масла работает при подводе охлаждающей воды из циркуляционной системы и обеспечивает нормальную работу системы регулирования при температуре охлаждающей воды не более 33°C .

Для предотвращения разгона турбоагрегата обратными потоками пара установлены обратные клапаны на трубопроводах нерегулируемых отборов пара в ПВД и ПНД, на трубопроводах пара к турбоприводам питательных насосов, деаэратору и калориферам котла.

Управление установкой централизовано и ведется из помещения блочного щита управления.

Система контроля управления выполняется на базе новейших электрических приборов и аппаратуры.

Система смазки предназначена для обеспечения смазкой подшипников турбины, генератора и питательных насосов, рассчитана на применение огнестойкого, нетоксичного синтетического масла. Вместимость системы 58 м^3 .

В баке объемом 47 м^3 установлены сетчатые фильтры для очистки масла от механических примесей, воздухоотделители для улучшения деаэрации масла.

Для подачи масла в систему предусмотрены два электронасоса переменного тока, один из которых резервный, и два аварийных электронасоса постоянного тока.

Конденсационная установка состоит из конденсаторной группы, воздухоудаляющего устройства, конденсатных насосов, эжекторов для отсоса воздуха из водяных камер, циркуляционных насосов.

Конденсаторная группа включает в себя два продольных конденсатора с одинаковой поверхностью теплопередачи. Общая поверхность теплопередачи конденсаторной группы составляет 22500 м^2 .

Конденсаторы устанавливаются на пружинных опорах.

Воздухоудаляющее (устройство, обеспечивающее нормальный процесс теплообмена в конденсаторе и прочих теплообменных аппаратах, состоит из трех основных эжекторов, один из которых резервный, и одного пускового.

Турбоагрегат обслуживается двумя конденсатными насосами (один из них резервный).

Для срыва вакуума предусматриваются две параллельно установленные задвижки с электроприводами. Управление задвижками осуществляется со щита управления.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды (конденсата турбины) паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины. Тепловая схема турбоустановки представлена на рис. 9.

Установка состоит из подогревателя замкнутого контура газоохладителей генератора, двух охладителей шара лабиринтовых уплотнений, четырех ПНД, деаэратора, трех ПВД и насосов.

Установка сетевых подогревателей предназначена для снабжения потребителя горячей водой и состоит из двух ПСВ (основного и пикового).

Производительность установки – $293,3 \text{ ГДж/ч}$.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектующего оборудования турбоустановки входят:

паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротными устройствами, фундаментными рамами, блоком стопорных регулирующих клапанов высокого давления, коробкой защитного клапана ЦСД с клапаном, обшивкой турбины;

внутритурбинные трубопроводы;

баки масляной и огнестойкой жидкости системы регулирования, маслоохладители;

охладитель пара уплотнений;

эжекторы водоструйные;

электрическая часть системы регулирования;

регенеративная установка, включающая ПНД № 1, 2, 3, 4 и 5 поверхностного типа, ПВД № 1, 2, 3 поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;

установка ПСВ;

насосы и электрооборудование турбоустановки;

конденсаторная группа, содержащая два продольных конденсатора и затворы на выходе охлаждающей воды.

Таблица 15

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К-11520
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-700-29-7-III
	ПНД-2	ПН-1000-29-7-II
	ПНД-3	ПН-700-29-7-I
	ПНД-4	ПН-1000-29-7-III
	ПНД-5	ПН-900-29-7-I
Деаэратор	Д	ДП-2000-1
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-2100-380-17
	ПВД-2	ПВ-1900-380-44
	ПВД-3	ПВ-2100-380-61
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСВ
	ПС-2	ПСВ
Сальниковый подогреватель	СП	ЭП-3-50/150
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭУ-16
Маслоохладители	—	МБ-190-250
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-1600-90
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	ЦН-2000-185
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КСВ-360-160
Питательные насосы	ПН	ПТ-3750-100

1.6. Паротурбинная установка К-800-240-5

Паровая конденсационная турбина К-800-240-5 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) номинальной мощностью 800 МВт с начальным абсолютным давлением пара 23,5 МПа предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока ТВВ-800-2, для работы в блоке с прямоточным котлом.

Таблица 16

Номинальные значения основных параметров турбины

Параметры	К-800 -240
1. Мощность, МВт	800
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	23,5
температура, °С	540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева:	
давление, МПа	3,34
температура, °С	540
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	2650
5. Температура воды, °С	
питательной	274
охлаждающей	12
6. Расход охлаждающей воды, т/ч	73000
7. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,4

Турбина К-800-240-5 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86. Номинальные характеристики турбины представлены в табл. 16.

Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара (см. рис. 11), предназначенных для подогрева питательной воды (основного конденсата) в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 274 °С (при номинальной нагрузке турбины и питании приводных турбин главных питательных насосов паром из отбора турбины).

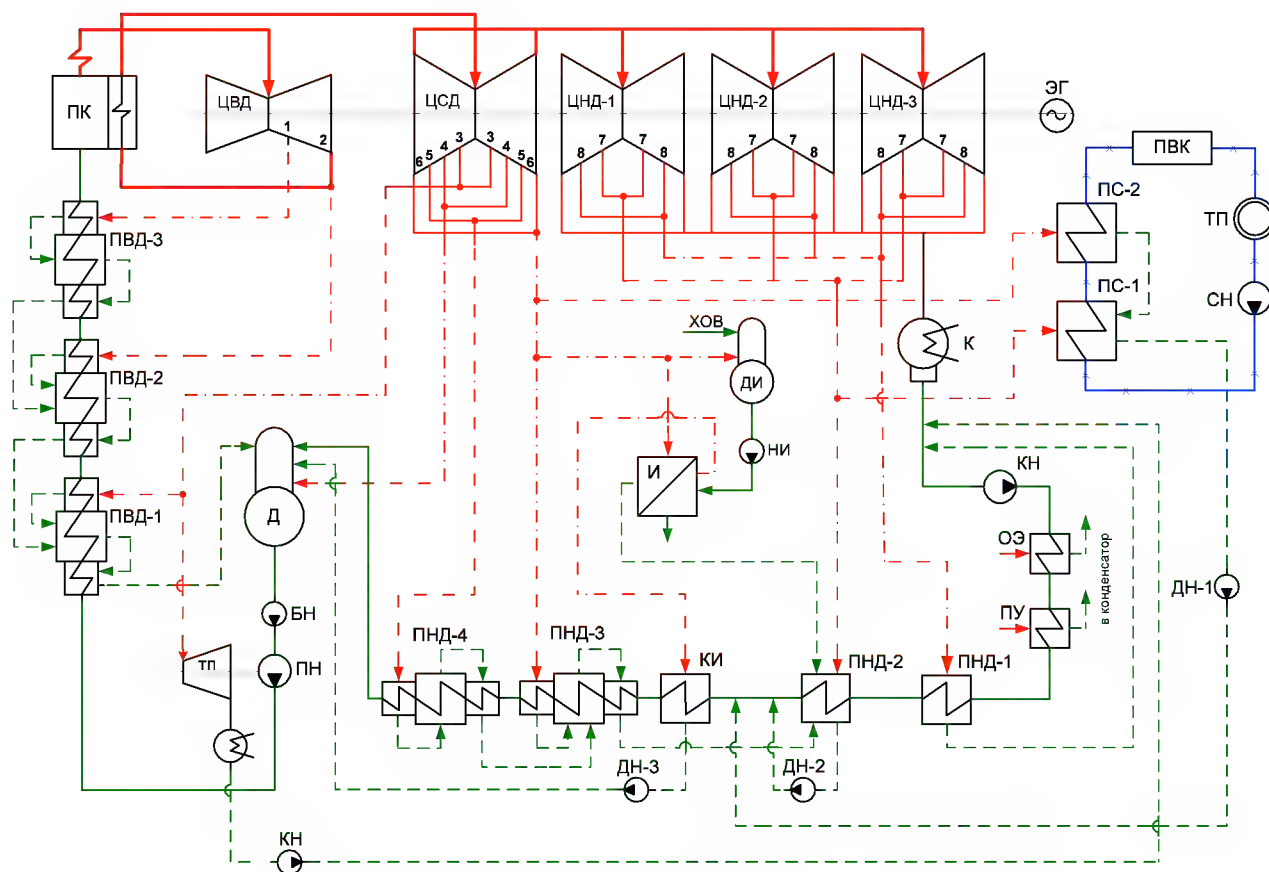


Рис. 11. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-800-240-5

Данные об отборах пара на регенерацию и трубопроводы приведены в табл. 17.

Таблица 17

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	6,05	343	175
ПВД № 2	3,78	286	211
Турбопривод	1,64	442	127
ПВД № 1	1,64	442	107
Деаэратор	1,08	385	5,0
ПНД № 4	0,588	311	91
ПНД № 3	0,284	231	87,6
ПНД № 2	0,114	147	118,3
ПНД № 1	0,020	60	87,6

В турбине, кроме регенеративных отборов, допускаются отборы пара без снижения номинальной мощности в следующих количествах:

из отбора за 15-й (24-й) ступенями под давлением 1,628 МПа на собственные нужды станции – 20 т/ч;

из отбора за 17-й (26-й) ступенями под давлением 0,98 МПа на пиковый подогреватель сетевой воды – 110 т/ч;

из отбора за 21-й (37-й) ступенями под давлением 0,25 МПа на основной подогреватель сетевой воды – 120 т/ч;

для покрытия теплофикационной нагрузки – 590 ГДж/ч.

Отбор пара на турбоприводы воздуходувок в количестве 70 т/ч под давлением 0,98 МПа и на калориферы котла в количестве 100 т/ч под давлением 0,25 МПа может быть допущен без снижения номинальной мощности турбины, но с соответствующим уменьшением отборов пара на подогреватели сетевой воды.

Кроме вышеуказанных отборов пара, допускается без сохранения номинальной мощности турбины дополнительно отбор пара за 15-й (24-й) ступенями в количестве до 90 т/ч на собственные нужды блока.

Допускается работа турбины с отключенными регенеративными ПНД:

при отключении одной нитки ПВД мощность турбины не должна превышать 785 МВт;

при отключении двух ниток ПВД мощность турбины не должна превышать 730 МВт.

Два главных питательных насоса имеют паровые турбинные приводы, пар на которые отбирается из ЦСД под давлением 1,64 МПа и при температуре 442 °С в количестве 127 т/ч (при номинальной мощности).

При максимальном расходе, выключенных отборах пара, кроме системы регенерации, при номинальных параметрах пара и номинальных расходе и температуре охлаждающей воды может быть получена мощность около 850 МВт.

Допускается длительная работа при отклонениях (в любых сочетаниях) параметров (пара и охлаждающей воды) от номинальной в следующих пределах: начальное давление от 23,04 до 24,02 МПа, начальная температура 540^{+5}_{-10} °С, температура промежуточного перегрева 540^{+5}_{-10} °С, температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы не выше 33 °С.

Допускается кратковременная непрерывная работа турбины в течение не более 30 мин при повышении выше номинальных температуры свежего пара и промежуточного перегрева на 10 °С или начального давления на 0,98 МПа.

При достижении этих значений в любых сочетаниях суммарная продолжительность работы турбины не более 200 ч в год.

Допускается длительная работа турбины с минимальной нагрузкой 240 МВт при номинальных параметрах пара. При этом время постепенного перехода от номинальной мощности до 30 % составляет не менее 60 мин. В диапазоне мощности от 100 до 60 % температура свежего пара и пара промперегрева сохраняется номинальной. При снижении мощности от 60 до 30 % допускается плавное снижение температуры свежего пара от номинальной до 505 °С за время не менее 60 мин.

При резких сбросах мощности вплоть до 30 % температура пара сохраняется номинальной в течение не менее 5 мин.

Допускается работа турбины при скользящем давлении свежего пара.

Допускается кратковременная работа турбины на собственные нужды и на холостом ходу после сброса нагрузки. При этом длительность работы на холостом хо-

ду и при нагрузке на собственные нужды не более 40 мин (длительность зависит от исходных величин относительных тепловых удлинений роторов турбины).

Допускается работа турбины в беспаровом режиме длительностью до 3 мин.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновальный пятицилиндровый агрегат, выполненный на схеме: 1ВД+1ЦСД+3ЦНД (рис. 12).

Свежий пар из котла по двум трубопроводам подводится к двум коробкам стопорных клапанов, установленных впереди ЦВД. Каждая коробка стопорного клапана заблокирована с двумя коробками регулирующих клапанов, от которых пар по четырем трубам подводится к ЦВД.

ЦВД имеет внутренний корпус, в патрубки которого вварены сопловые коробки. Пароподводящие штуцера имеют сварные соединения с наружным корпусом цилиндра и подвижные — с горловинами сопловых коробок. Через сопловой аппарат пар поступает в левый поток, состоящий из регулирующей ступени и пяти ступеней давления, поворачивает на 180° и поступает в правый поток, состоящий из шести ступеней, и далее отводится на промперегрев. После промперегрева пар по двум трубам подводится к двум стопорным клапанам ЦСД, установленным по обе стороны цилиндра, и от них — к четырем регулирующим клапанам, расположенным непосредственно на корпусе цилиндра. Двухпоточный ЦСД имеет по девять ступеней в каждом потоке, причем первые три ступени каждого потока размещены в общем внутреннем корпусе. Из выхлопных патрубков ЦСД пар по четырем трубам подводится к трем ЦНД.

Все ЦНД — двухпоточные, по пять ступеней в каждом потоке. По трем выхлопам ЦНД присоединены к каждому конденсатору.

Роторы частей высокого и среднего давлений — цельнокованные, роторы ЦНД — с насадными дисками. Длина рабочей лопатки последней ступени ЦНД равна 960 мм, средний диаметр этой ступени — 2480 мм. Все роторы имеют жесткие соединительные муфты и по две опоры. Фикспункт валопровода (упорный подшипник) расположен между ЦВД и ЦСД.

Критические частоты вращения валопровода с генератором ТВВ-800-2 приведены ниже.

Для сокращения времени прогрева турбины и улучшения условий пуска предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек горизонтального разъема ЦВД и ЦСД, а также блоков клапанов ЦВД.

Турбина снабжена двумя валоповоротными устройствами, вращающими ротор турбины соответственно частотам 0,051 и 0,50 с⁻¹. Блокировка не позволяет включить валоповоротное устройство без включения гидроподъема.

Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями. В предпоследние отсеки концевых уплотнений ЦНД подается пар под давлением 0,101–0,103 МПа из коллектора, давление в котором поддерживается регулятором и равно 0,107–0,117 МПа. Концевые уплотнения ЦВД и ЦСД работают по принципу самоуплотнения. Отсосы из предпоследних отсеков соединены в общий коллектор, в котором регулятором «до себя» поддерживается давление 0,118–0,127 МПа. Из концевых каминных камер уплотнений всех цилиндров паровоздушная смесь отсасывается водоструйными эжекторами через вакуумный охладитель. Схема питания концевых уплотнений ЦВД позволяет производить подачу горячего пара от постоянного источника при пусках турбины из неостывшего состояния.

Из крайних отсеков уплотнений паровоздушная смесь отсасывается эжектором через вакуумный охладитель.

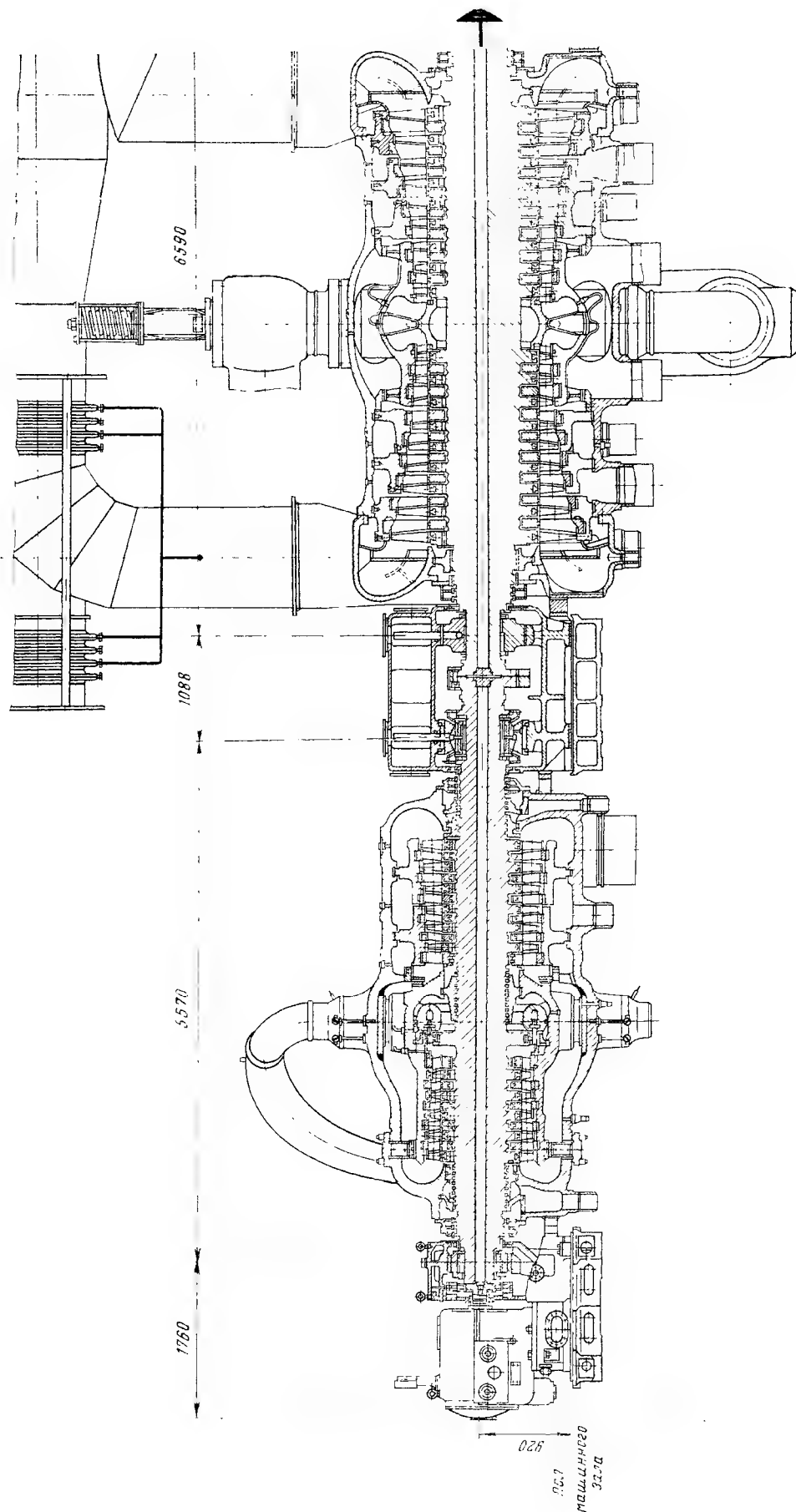


Рис. 12. Продольный разрез паровой турбины К-800-240-5 (начало)

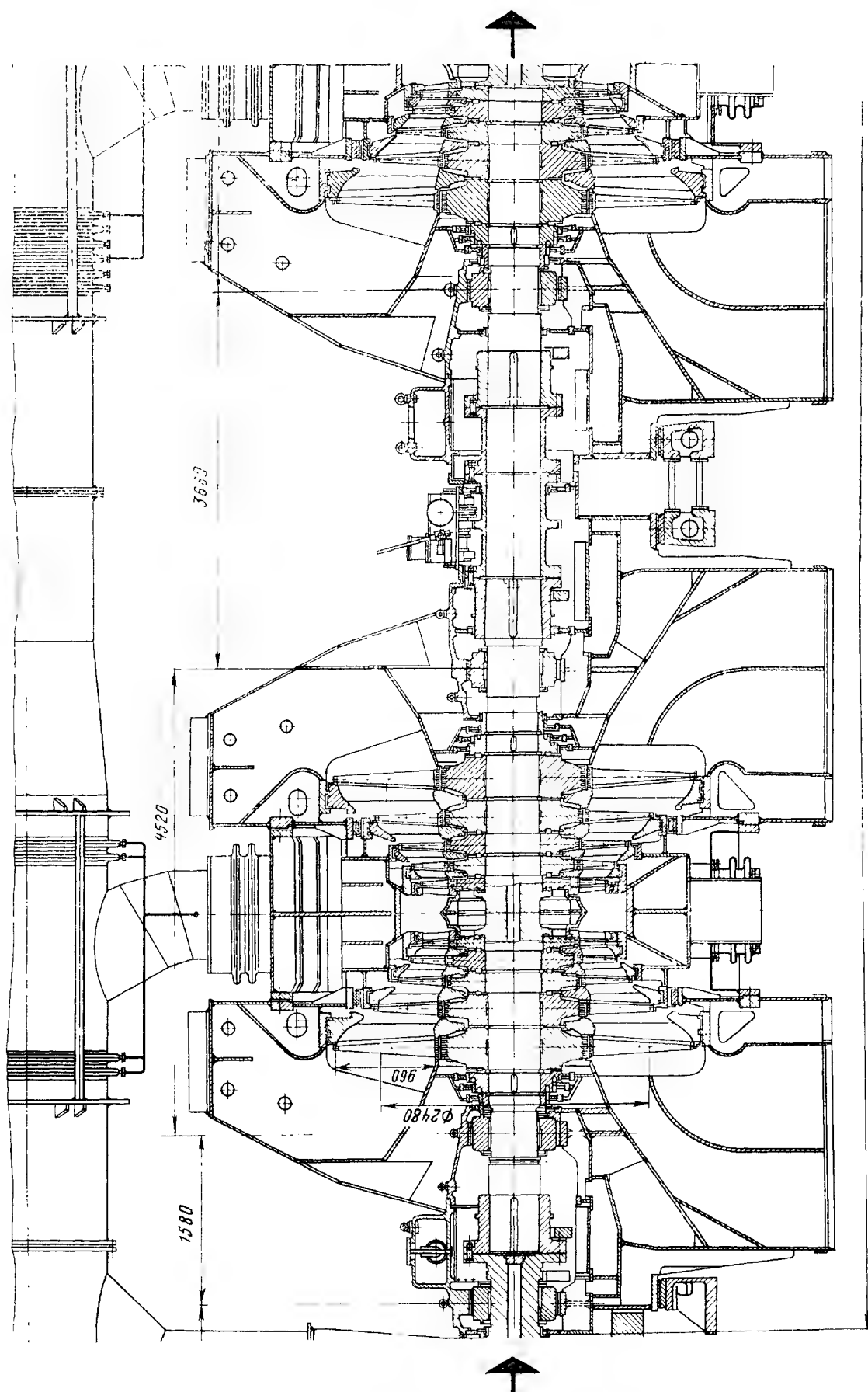


Рис. 12. Продольный разрез паровой турбины К-800-240-5 (продолжение)

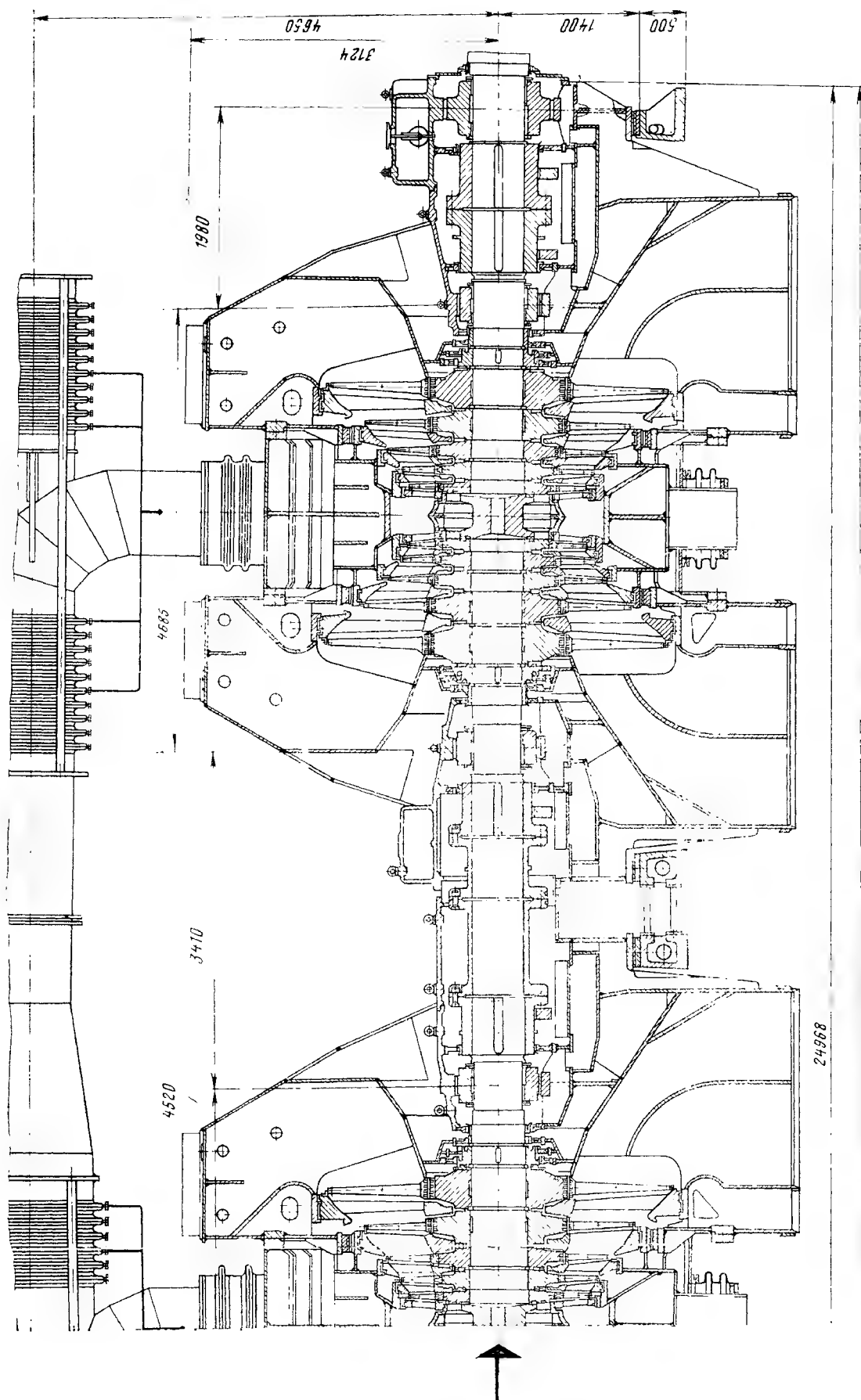


Рис. 12. Продольный разрез паровой турбины К-800-240-5 (окончание)

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 с⁻¹. Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты тока в сети в пределах 49–50,5 Гц.

Допускается автоматический пуск и последующее нагружение турбины после простоя любой продолжительности. Предусматривается пуск турбины на скользящих параметрах пара из холодного и различной степени неостывшего состояний.

Регулирование и защита. Регулирование и защита. Турбина снабжена электрогидравлической системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими работу турбины при обходной схеме паросбросных устройств блока и останов турбины при возникновении аварийных нарушений режима ее работы.

Электрогидравлическая система регулирования состоит из электрической и гидравлической частей.

Система регулирования включает: механический и электрический датчики скорости, электрические датчики активной мощности генератора, датчики давления пара в линии промперегрева и давления свежего пара.

Исполнительные элементы в системе регулирования и защиты: четыре гидравлических сервомотора регулирующих клапанов ЦВД, два сервомотора регулирующих клапанов ЦСД, два сервомотора стопорных клапанов ЦСД, два сервомотора сбросных клапанов из линии промперегрева в конденсатор, сервомотор отсечного клапана на линии к ПТН.

Сервомоторы регулирующих клапанов № 3 и 4 ЦВД имеют механизмы перестройки характеристики сервомотора с дистанционным приводом, позволяющие перестраивать регулирование на дроссельное в процессе пуска турбины и на сопловое при работе турбины под нагрузкой.

Управление турбиной при пуске, синхронизации и нагружении осуществляется механизмом управления, обеспечивающим:

- зарядку золотников регулятора безопасности;
- управление стопорными и регулируемыми клапанами ЦВД и ЦСД, сбросными клапанами и отсечным клапаном на линии ПТН;
- изменение частоты вращения ротора турбины с возможностью синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе;
- изменение нагрузки.

Механизм управления может приводиться в действие вручную и дистанционно с блочного щита.

УЧСР состоит из двух устройств: электроприставки и регулятора мощности. В электроприставке содержатся блоки, обеспечивающие воздействием через электрогидравлический преобразователь форсированное закрытие регулирующих клапанов турбины при сбросе нагрузки, в результате чего повышается максимальная частота вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки с генератора не более, чем до 109 % от номинальной частоты вращения. Кроме того, в электроприставке содержатся блоки, формирующие импульсы, необходимые для кратковременной разгрузки турбины по сигналам противоаварийной автоматики энергосистем, а также быстродействующий ограничитель мощности, поддерживающий заданную в после-аварийном режиме мощность и использующий обратную связь по мощности турбины.

Регулятор мощности, воздействующий на электродвигатель механизма управления турбиной, поддерживает заданную мощность турбины при постоянной частоте и с учетом отклонения давления свежего пара от номинального значения. При падении давления свежего пара до минимально допустимой величины обеспечивается поддержание давления

не ниже этого значения. Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,5 \pm 0,5)$ % от номинальной. Регулятор может изменять статизм от 2,5 до 6 %. Нечувствительность гидравлической части системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,3 %. Путем корректирующего воздействия регулятора мощности обеспечивается уменьшение нечувствительности всей системы регулирования до 0,06 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до $(111,5 \pm 0,5)$ % от номинальной. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов, клапанов на линиях к питательному турбонасосу и турбо-воздуходувке, а также открытие сбросных клапанов. Время полного закрытия регулирующих и стопорных клапанов составляет $\sim 0,3$ с от момента срабатывания регулятора безопасности. Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, выполненной в блоке золотников регулятора скорости. Кроме того, для предотвращения чрезмерного разгона ротора при отказе системы регулирования частоты вращения в электроприставке предусмотрен блок предварительной защиты, воздействующий на электромагнитный выключатель предварительной защиты и закрывающий стопорные и регулирующие клапаны турбины при повышении частоты вращения до частоты срабатывания регулятора и зависящий от величины ускорения частоты вращения.

Турбина снабжена двумя электромагнитными выключателями защиты, обеспечивающими срабатывание золотников регулятора безопасности.

Рабочей жидкостью в гидравлической части системы регулирования является огнестойкое синтетическое масло. Огнестойкое масло подается в систему регулирования от блока маслоснабжения, состоящего из бака емкостью $5,5 \text{ м}^3$, охладителя, воздухоотделителя, фильтров грубой и тонкой очистки и двух электронасосов переменного тока. Рабочее давление в системе регулирования 4,4 МПа.

Охладитель огнестойкого масла работает при подводе охлаждающей воды из циркуляционной системы и обеспечивает нормальную работу системы регулирования при температуре охлаждающей воды не более 33°C .

Для предотвращения разгона турбоагрегата обратными потоками пара установлены обратные клапаны на трубопроводах нерегулируемых отборов пара в ПВД и ПНД, на трубопроводах пара к турбоприводам питательных насосов, деаэратору и калориферам котла.

Система контроля и управления турбиной обеспечивает контроль параметров работы; регистрацию наиболее важных параметров; технологическую, предупредительную и аварийную сигнализацию; автоматическое управление функциональными группами технологически связанных механизмов и запорно-регулирующих органов, дублируемое дистанционным управлением с блочного щита; автоматическую стабилизацию ряда параметров, поддержание заданных значений которых требует оперативного вмешательства в процессе нормальной эксплуатации; автоматическую защиту турбины и вспомогательного оборудования.

Управление установок централизовано и ведется из помещения блочного щита управления.

Система смазки предназначена для обеспечения смазкой (синтетическое огнестойкое масло ОМТИ или минеральное масло) подшипников турбины, генератора и группы питательных насосов.

В баке объемом 47 м^3 установлены сетчатые фильтры для очистки масла от механических примесей и воздухоотделители для улучшения деаэрации масла.

Для подачи масла в систему предусмотрены два вертикальных центробежных электронасоса переменного тока (один резервный), установлены два аварийных электронасоса постоянного тока.

Масло охлаждается в трех маслоохладителях (один резервный), питающихся водой из циркуляционной системы.

Конденсационная установка состоит из конденсаторной группы, воздухоудаляющего устройства, конденсатных насосов, эжекторов для отсоса воздуха из водяных камер, циркуляционных насосов.

Конденсаторная группа (суммарная поверхность 41200 м²) включает в себя два продольных конденсатора. Конденсаторы устанавливаются на пружинных опорах.

Воздухоудаляющее устройство, обеспечивающее нормальный процесс теплообмена в конденсаторе, состоит из трех водоструйных эжекторов (один из которых резервный) и двух пусковых водоструйных эжекторов. Для подачи воды к эжекторам устанавливаются два электронасоса.

Для откачивания конденсата из конденсатора предусмотрено три конденсатных электронасоса (один из которых резервный).

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, имеет четыре ступени ПНД, три ступени ПВД и деаэрактор (рис. 11).

ПНД № 1, 2, 3 и 4 – поверхностного типа, камерные, вертикальные, сварной конструкции со встроенными охладителями пара и конденсата.

ПВД – коллекторного типа. Поверхность нагрева выполнена в виде плоских одноплоскостных спиралей из стальных трубок, привариваемых к раздающим и собирающим коллекторам.

Слив конденсата из подогревателей – каскадный.

Теплофикационная установка состоит из двух подогревателей сетевой воды (основного и пикового) и предназначена для централизованного снабжения потребителя горячей водой с температурой до 150 °С. Производительность установки 586 ГДж/ч.

В состав комплектующего оборудования турбоустановки входят:

паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротными устройствами, фундаментными рамами, блоком стопорных регулирующих клапанов высокого давления, коробкой защитного клапана ЦСД с клапаном, обшивкой турбины, внутритурбинными трубопроводами;

баки масляной и огнестойкой жидкости системы регулирования, маслоохладители, охладитель пара уплотнений, эжекторы водоструйные; электрическая часть системы регулирования;

регенеративная установка, включающая в себя ПНД № 1 и 2 смешивающего типа, ПНД № 3 и 4 поверхностного типа, ПВД № 1, 2 и 3 поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;

установка подогревателей сетевой воды;

насосы и электрооборудование турбоустановки;

конденсаторная группа, содержащая два продольных конденсатора и затворы на выходе охлаждающей воды.

Таблица 18

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	800 КЦС-2
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-1600-32-7-V
	ПНД-2	ПН-1500-32-7-IV
	ПНД-3	ПН-2200-32-7-II
	ПНД-4	ПН-2400-32-7-I
Деаэратор	Д	ДП-1600М-1
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-1600-380-17
	ПВД-2	ПВ-2100-380-40
	ПВД-3	ПВ-1600-380-66
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСВ
	ПС-2	ПСВ
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-300-33-0,5
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭВ-4-1100
Маслоохладители	–	М-540
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-1000-95
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	ЦН-1000-220
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КСВ-500-220
Питательные насосы	ПН	СВПТ-350-1350
		ПН-1500-350

1.7. Паротурбинная установка К-1200-240-3

Одновальная конденсационная паровая турбина К-1200-240-3 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) без регулируемых отборов пара с промежуточным перегревом номинальной мощностью 1200 МВт, с частотой вращения 50 с^{-1} (3000 об/мин) предназначена для привода генератора переменного тока типа ТВВ-1200-2, для покрытия базовой нагрузки, нормального и аварийного регулирования мощности энергосистемы, а также пиковых электрических нагрузок.

Турбина К-1200-240 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85 и ГОСТ 24278–85.

Турбина имеет девять нерегулируемых отборов пара для регенеративного подогрева питательной воды (см. рис. 13). Подогрев осуществляется в пяти ПНД поверхностного типа, деаэраторе и трех ПВД до температуры 274°C (при номинальной нагрузке турбины). Данные по отборам пара из турбины на регенерацию и турбопривод приведены в табл. 20.

Кроме регенеративных отборов допускаются следующие отборы без снижения номинальной мощности турбины: из отборов за 3-й ступенью ЦСД давлением 1,82 МПа на мазутное хозяйство и общестанционные нужды – 100 т/ч; из отбора за 6-й ступенью ЦСД давлением 0,83 МПа на приводные турбины воздуходувок – 108 т/ч; из отбора за ЦСД и за 1-й ступенью ЦНД давлением 0,43 МПа и 0,21 МПа; на сетевые подогреватели для покрытия теплофикационной нагрузки в количестве 188 ГДж/ч; из отбора за ЦСД давлением 0,43 МПа на калориферы 170 т/ч.

Таблица 19

Номинальные значения основных параметров турбины

Параметры	К-1200 -240
1. Мощность, МВт	1200
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	23,5 540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева: давление, МПа температура, °С	3,5 540
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	3950
5. Температура воды, °С питательной охлаждающей	274 12
6. Расход охлаждающей воды, т/ч	108000
7. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,5

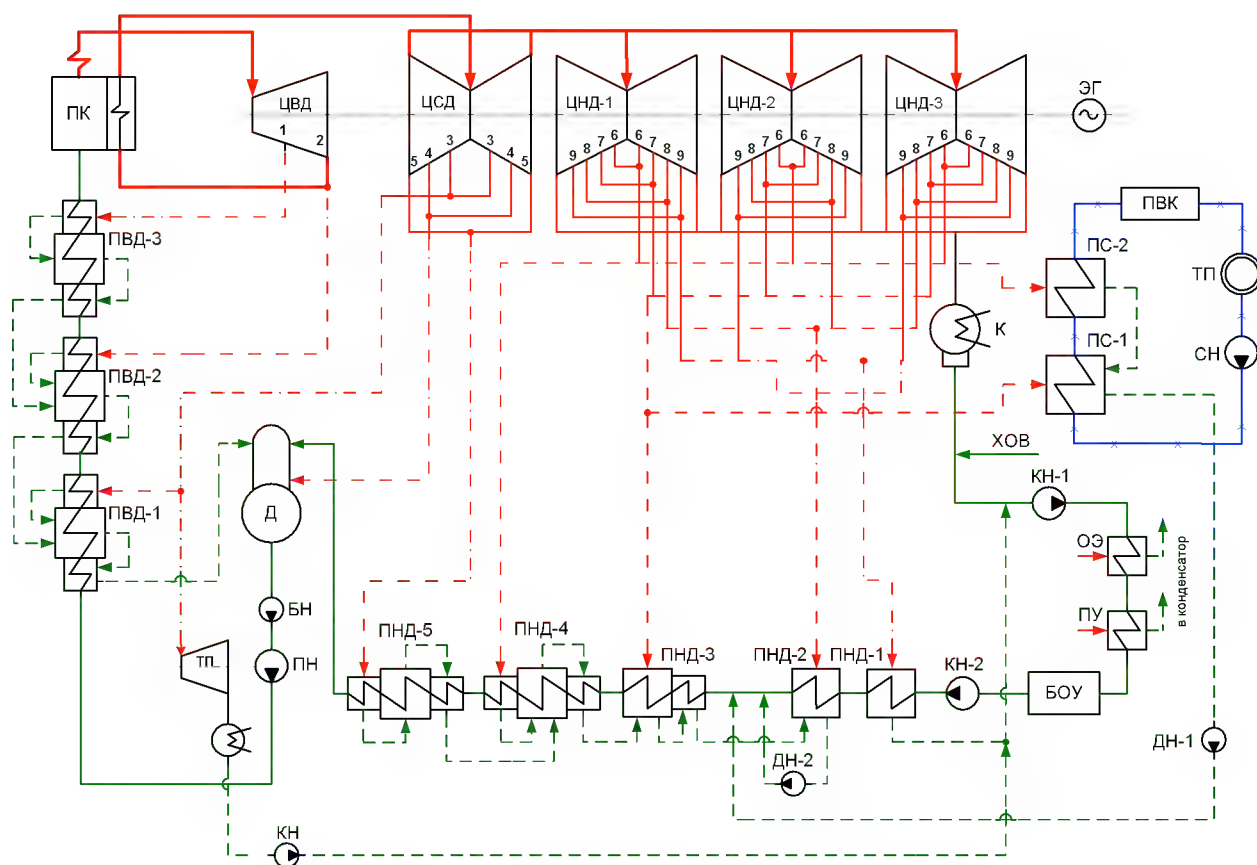


Рис. 13. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-1200-240-3

Кроме указанных отборов пара без сохранения номинальной мощности турбины допускается отбор пара за ЦВД (4,14 МПа) в количестве 100 т/ч.

Два главных питательных насоса имеют паровые приводы, пар на которые отбирается за 3-й ступенью ЦСД под давлением 1,82 МПа и при температуре 450 °С в количестве 176 т/ч при номинальном режиме и расходе пара главной турбиной, равном количеству питательной воды, подаваемой в котел.

Таблица 20

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	6,2	354	286
ПВД № 2	3,9	295	309
ПВД № 1	1,8	450	127
Турбопривод	1,8	450	176
Деаэратор	0,9	355	87
ПНД № 5	0,4	280	118
ПНД № 4	0,25	218	106
ПНД № 3	0,12	150	92
ПНД № 2	0,05	80	96
ПНД № 1	0,02	60	112

Допускается длительная работа турбины при отклонениях (в любых сочетаниях) параметров от номинальных в следующих пределах:

начальных параметров свежего пара по абсолютному давлению от 23,0 до 24,0 МПа и температуре от 530 до 545 °С;

температуры пара (после промперегрева) от 530 до 545 °С перед стопорными клапанами ЦСД;

повышение температуры охлаждающей воды на входе в конденсаторы до 33 °С и расходе ее 108000 м³/ч.

Надежная работа турбины обеспечивается при температуре охлаждающей воды, поступающей в масло и газоохладители, не более 33 °С.

При изменении нагрузки в пределах регулировочного диапазона предусматривается работа турбины на скользящем давлении: максимальном – 24 МПа; минимальном – 11,7 МПа. При температуре свежего пара перед автоматическими стопорными клапанами в интервале 546–550 °С и температуре пара промперегрева перед стопорными клапанами ЦСД в интервале 546–550 °С разрешается работа турбины в течение не более 30 мин, причем общая продолжительность работы при этих температурах пара не должна превышать 200 ч в год.

Турбина снабжена валоповоротным устройством (ВПУ), вращающим валопровод турбоагрегата с частотой 30 об/мин; гидроподъем вала осуществляется маслом высокого давления.

Это устройство приводится во вращение электродвигателем мощностью 100 кВт при 1460 об/мин с напряжением 220/380 В.

Допускается длительная работа турбины с минимальной нагрузкой 360 МВт при номинальных параметрах пара с допускаемыми отклонениями, при этом время постепенного перехода со 100 до 30 % составляет не менее 60 мин.

Допускается плавное снижение температуры свежего пара и (пара после промежуточного перегрева с 540 (при нагрузке 60 %) до 510–505 °С (при нагрузке 30 %). При этом время перехода от нагрузки 60 до нагрузки 30 % составляет не менее 60 мин.

Общая масса турбины без конденсаторов, вспомогательного оборудования и трубопроводов составляет около 1900 т, масса наиболее тяжелых частей турбины для монтажа (нижняя половина ЦНД) – 75 т, для эксплуатации (верхняя половина ЦНД в собранном виде) – 118 т.

Наименьшая высота подъема главного крюка мостового крана, считая от уровня пола машинного зала, составляет 12 м.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновальный пятицилиндровый агрегат, выполненный по схеме: 1 ЦВД+1 ЦСД+3 ЦНД (рис. 14).

Парораспределение турбины – дроссельное. Свежий пар из котла по четырем паропроводам подводится к двум коробкам стопорных клапанов, установленных по обе стороны ЦВД. Каждая коробка стопорного клапана заблокирована с двумя коробками регулирующих клапанов, от которых пар по четырем трубам подводится к середине ЦВД.

ЦВД имеет внутренний корпус, в патрубки которого вварены две сопловые коробки. Пройдя через паровпускной аппарат, пар поступает в левый поток, состоящий из четырех ступеней давления, поворачивает на 180° и перепускается в правый поток, состоящий из четырех ступеней давления, и далее отводится на промежуточный перегрев по четырем паропроводам. После промежуточного перегрева пар по четырем трубам подводится к двум стопорным клапанам ЦСД, установленным по обе стороны цилиндра, и от них – к четырем регулирующим клапанам, расположенным непосредственно на цилиндре.

Двухпоточный ЦСД имеет по восемь ступеней в каждом потоке, причем первые три ступени каждого потока размещены в общем внутреннем корпусе. Из выхлопных патрубков ЦСД по двум трубам, расположенным под полом по обеим сторонам турбины, пар подводится к трем ЦНД.

Все ЦНД – двухпоточные, по пять ступеней в каждом потоке. Длина титановой рабочей лопатки последней ступени – 1200 мм, средний диаметр ступени – 3000 мм. ЦНД снабжены внутренними корпусами. Пар из выхлопов каждого ЦНД направляется к конденсатору.

Роторы ЦВД и ЦСД – цельнокованные, роторы ЦНД – ковано-сварные. Все роторы имеют жесткие соединительные муфты, две опоры и выносные подшипники, которые опираются непосредственно на фундамент. Фикспункт валопровода (упорный подшипник) расположен между ЦВД и ЦСД.

Фикспункт валопровода (упорный подшипник) расположен между ЦВД и ЦСД.

Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями, в камеры которых подается пар под давлением 0,103 МПа из коллектора. Давление в коллекторе 0,113–0,117 МПа поддерживается регулятором. В коллектор пар поступает из деаэратора. Из крайних отсеков уплотнений паровоздушная смесь отсасывается через вакуумный охладитель. Схема питания концевых уплотнений ЦВД позволяет производить подачу горячего пара от постороннего источника при пусках турбины из не остывшего и горячего состояний.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и на строен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 с^{-1} . Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты в сети в пределах 49–50,5 Гц и кратковременная работа при минимальной частоте 48,5 Гц два раза в год продолжительностью 3–4 мин или один раз в год продолжительностью до 6 мин.

Турбина снабжена валоповоротным устройством вращающим валопровод с частотой $0,5 \text{ с}^{-1}$.

Допускается пуск и последующее нагружение турбины после останова любой продолжительности. Предусматривается автоматизированный пуск турбины на скользящих параметрах пара из холодного и неостывшего состояний.

Рис. 14. Продольный разрез паровой турбины К-1200-240 (начало)

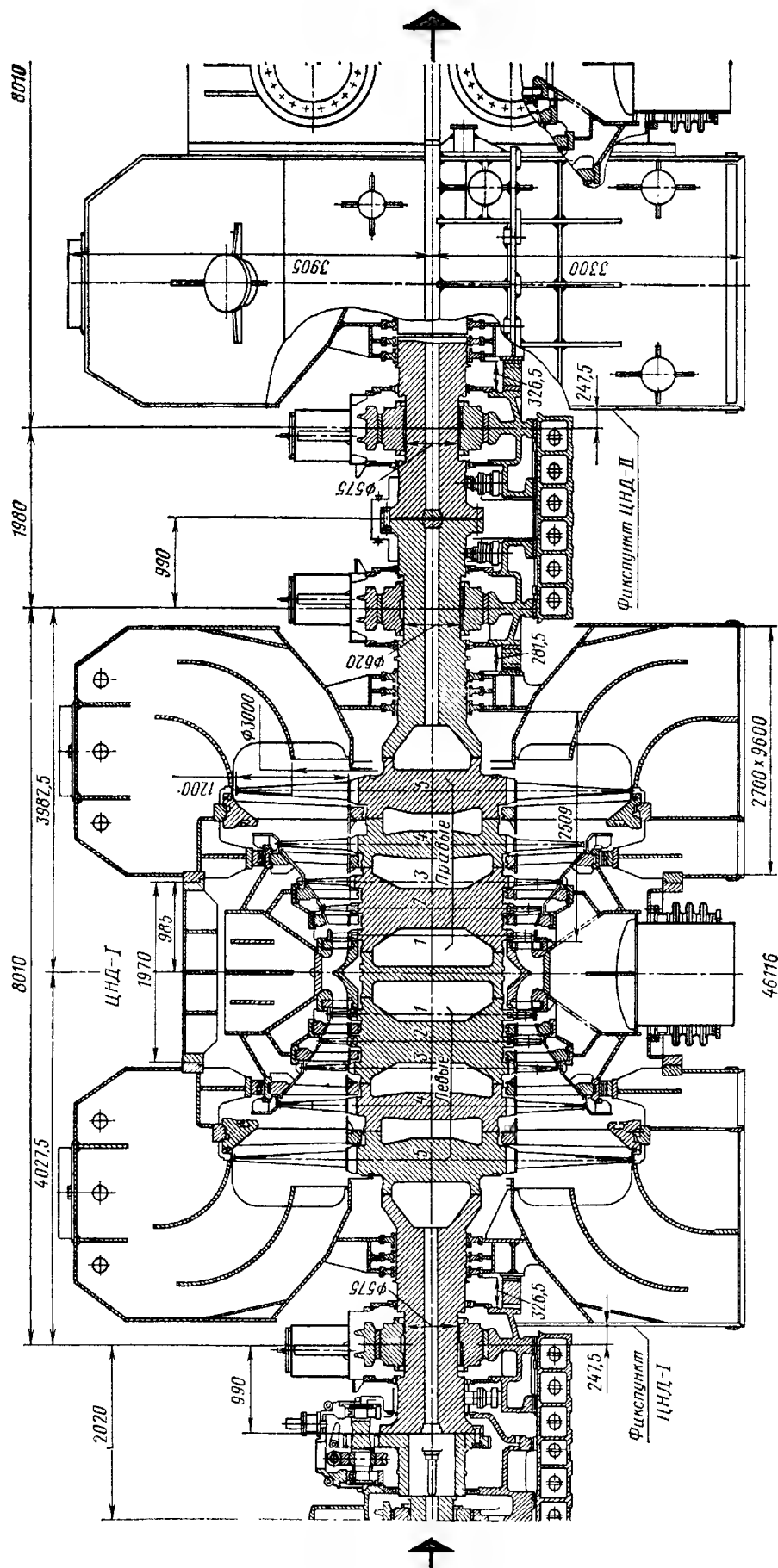


Рис. 14. Продольный разрез паровой турбины К-1200-240 (продолжение)

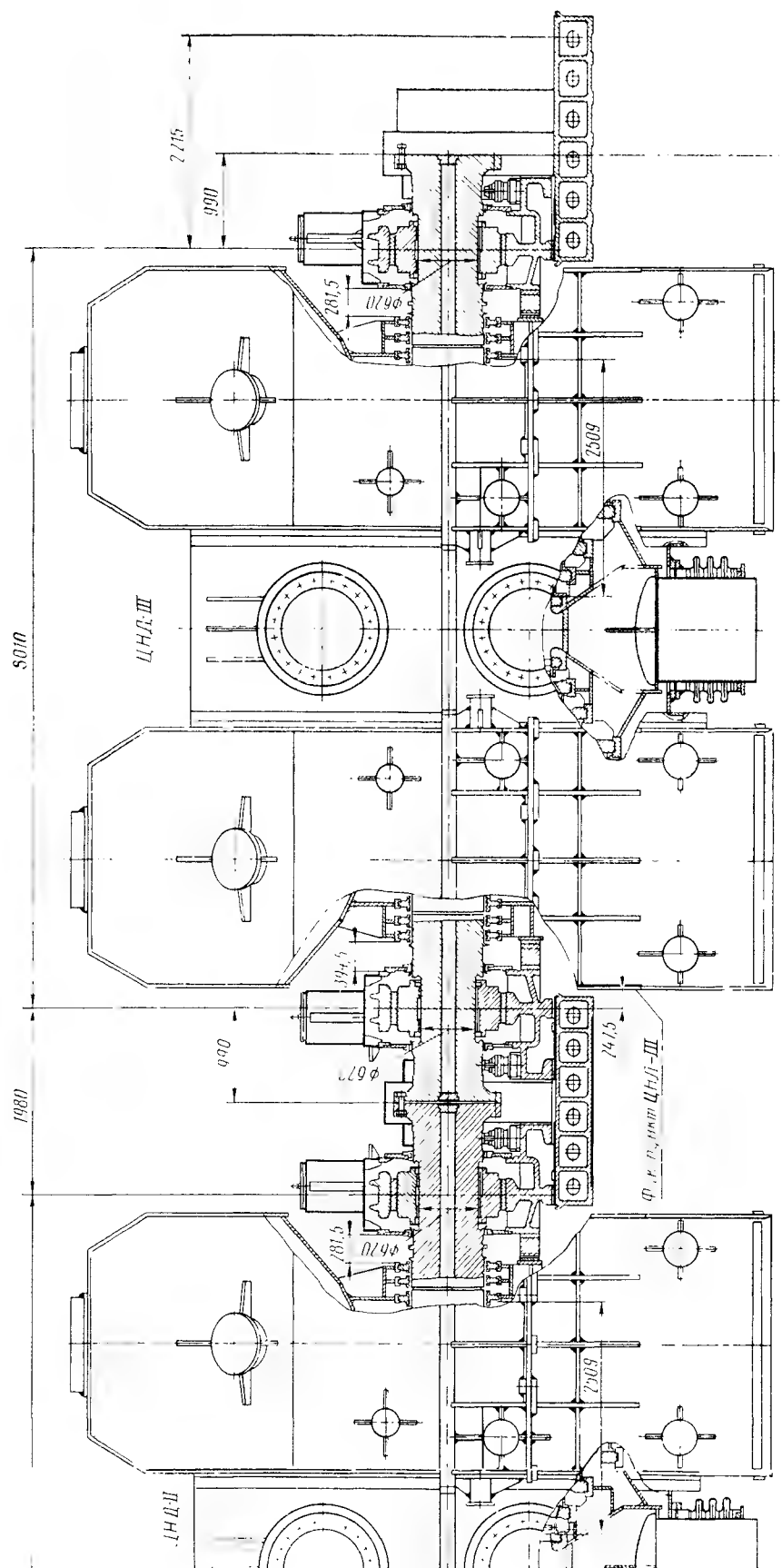


Рис. 14. Продольный разрез паровой турбины К-1200-240 (окончание)

Регулирование и защита. Турбина снабжена электрогидравлической системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты обеспечивающими работу турбины при однобайпасной схеме паросбросных устройств блока и останов турбины при возникновении аварийных нарушений режима ее работы.

Электрогидравлическая система регулирования состоит из электрической и гидравлической частей.

Система регулирования включает: механический и электрический датчики частоты вращения, электрические датчики активной мощности генератора; датчики давления свежего пара.

Исполнительные элементы системы регулирования и защиты: четыре гидравлических сервомотора регулирующих клапанов ЦВД; два сервомотора регулирующих клапанов ЦСД; два сервомотора автоматических затворов ЦВД; два сервомотора автоматических затворов ЦСД; два сервомотора сбросных клапанов на линии из промперегрева в конденсатор; два сервомотора клапанов КОСМ-600 и сервомотор клапана КОСМ-800.

Управление турбиной при пуске, синхронизации и нагружении осуществляется механизмом управления, обеспечивающим: зарядку золотников регулятора безопасности; управление автоматическими затворами и регулируемыми клапанами ЦВД и ЦСД, сбросными и отсечными клапанами; изменение частоты вращения ротора турбины с возможностью синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе; изменение нагрузки.

Механизм управления может приводиться в действие вручную и дистанционно с блочного щита.

ЭЧСР состоит из двух устройств: электроприставки и регулятора мощности. В электроприставке имеются блоки, обеспечивающие с помощью электрогидравлического преобразователя форсированное покрытие регулирующих клапанов турбины при сбросе нагрузки, в результате чего повышается максимальная частота вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки с генератора не более, чем до 109 % номинальной частоты вращения. Кроме того, в электроприставке имеются блоки, формирующие импульсы, необходимые для кратковременной разгрузки турбины по сигналам противоаварийной автоматики энергосистем, а также быстродействующий ограничитель мощности, поддерживающий заданную в послеаварийном режиме мощность и использующий обратную связь по мощности турбины.

Регулятор мощности, воздействующий на электродвигатель механизма управления турбиной, поддерживает заданную мощность турбины при постоянной частоте и с учетом отклонения давления свежего пара от номинального значения. При падении давления свежего пара до минимально допустимой величины обеспечивается поддержание давления не ниже этого значения. Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,5 \pm 0,5) \%$. С помощью регулятора мощности возможно изменение статизма от 2,5 до 6 %. Нечувствительность гидравлической части системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,3 %. Путем корректирующего воздействия регулятором мощности обеспечивается уменьшение нечувствительности всей системы регулирования до 0,06 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до $(111,5 \pm 0,5) \%$ от номинальной. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов, клапанов на линиях к ПТН и ТВД, а также открытие сбросных клапанов. Время полного закрытия регулирующих и стопорных клапанов составляет $\sim 0,3$ с от момента срабатывания регулятора безопасности. Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, выполненной в блоке золотников ре-

гулятора скорости. Кроме того, для предотвращения чрезмерного разгона ротора при отказе системы регулирования частоты вращения в электроприставке предусмотрен блок предварительной защиты, воздействующий на электромагнитный выключатель предварительной защиты и закрывающий стопорные и регулирующие клапаны турбины при повышении частоты вращения до частоты срабатывания регулятора безопасности.

Турбина снабжена двумя электромагнитными выключателями защиты, обеспечивающими срабатывание золотников регулятора безопасности.

Рабочей жидкостью в гидравлической части системы регулирования является огнестойкое синтетическое масло. Огнестойкое масло в систему регулирования подается от блока маслоснабжения, состоящего из бака емкостью $5,5 \text{ м}^3$, охладителя, воздухоотделителя, фильтров грубой и тонкой очистки, двух электронасосов переменного тока. Рабочее давление в системе регулирования $4,4 \text{ МПа}$.

Охладитель огнестойкого масла работает при подводе охлаждающей воды из циркуляционной системы и обеспечивает нормальную работу системы регулирования при температуре охлаждающей воды не более 33°C .

Для предотвращения разгона турбоагрегата обратными потоками пара установлены обратные клапаны на трубопроводах нерегулируемых отборов пара в ПВД и ПНД, на трубопроводах пара к турбоприводам питательных насосов, деаэратору и калориферам котла.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазки (синтетическим маслом ОМТИ или минеральным маслом) подшипников турбины генератора и питательных насосов.

В баке объемом 55 м^3 установлены сетчатые фильтры для очистки масла от механических примесей и воздухоотделители для улучшения деаэрации масла (содержание воздуха после воздухоохладителя не должно превышать $1,5\%$).

Для подачи масла в систему предусмотрены три вертикальных центробежных электронасоса переменного тока (два рабочих и один резервный). Установлены два аварийных электронасоса постоянного тока. Масло охлаждается в трех маслоохладителях типа М-540 (один резервный, питаемый водой из циркуляционной системы).

Расход охлаждающей воды на каждый работающий маслоохладитель равен $0,08 \text{ м}^3/\text{с}$. Турбина снабжена двумя реле давления смазки, которые обеспечивают автоматическое отключение турбины и валоповоротного устройства при падении давления в напорном маслопроводе смазки, а также включают резервные насосы системы смазки.

Конденсационная установка состоит из конденсаторной группы, воздухоудаляющего устройства, конденсатных насосов и водяных фильтров.

Конденсаторная группа включает в себя двухпоточный продольный конденсатор, состоящий из четырех корпусов. Предусмотрено секционное деление конденсаторов по длине на две части с присоединением секций к отдельным выхлопам ЦНД. В каждой секции давление пара устанавливается в соответствии с температурными условиями конденсации и связано с величиной нагрева проходящей охлаждающей воды. Конденсаторы устанавливаются на пружинных опорах.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет пять ПНД, подогреватель замкнутого контура газоохладителей генератора, охладитель пара лабиринтовых уплотнений, деаэратор и три ступени ПВД, состоящие из двух групп подогревателей (рис. 13).

Установка сетевых подогревателей предназначена для отпуска тепла потребителю. Производительность установки составляет 167 ГДж/ч . В состав комплектующего оборудования входят: паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментными рамами, блоком стопорных и регулирующих клапанов высокого давления, коробкой с защитным клапаном ЦСД, обшивкой турбины, внутри-

турбинными трубопроводами; комплект обратных клапанов; бак системы смазки и огнестойкой жидкости системы регулирования; маслоохладители, охладитель пара уплотнений, эжекторы водоструйные; электрическая часть системы регулирования; регенеративная установка, включающая ПНД № 1, 2, 3, 4, 5 поверхностного типа; ПВД № 1, 2 и 3 поверхностного типа с регулируемыми и предохранительными клапанами; установка сетевых подогревателей; насосы и электрооборудование турбоустановки; конденсаторная группа, содержащая четыре продольных конденсатора и затворы на выходе охлаждающей воды.

Таблица 21

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К-1200 КЦС-1
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-2300-25-7-V
	ПНД-2	ПН-2300-25-7-V
	ПНД-3	ПН-2300-25-7-V
	ПНД-4	ПН-2300-25-7-V
	ПНД-5	ПН-2300-25-7-V
Деаэратор	Д	ДП-2000/185
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-2500-380-17
	ПВД-2	ПВ-2500-380-37
	ПВД-3	ПВ-900-380-61
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСВ
	ПС-2	ПСВ
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-340 (ЭВ-4-230)
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭВ-4-1100
Маслоохладители	—	М-540 (МП 330-300)
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-1600-100
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	ЦН-1600-220
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КСВ-500-220
Питательные насосы	ПН	ПТН-2200-350
		ПН-1500-350

2. КОНДЕНСАЦИОННЫЕ ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ С РЕГУЛИРУЕМЫМИ ОТБОРАМИ ПАРА

2.1. Паротурбинная установка Т-25-90-6

Теплофикационная паровая турбина Т-25-90-6 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) с отопительным отбором пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВ-30-2 с частотой вращения 60 с^{-1} и для отпуска тепла на отопление.

При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая Т-25-90-6».

Турбина Т-25-90-6 соответствует требованиям ГОСТ 3618-65 и ГОСТ 24278-65. Номинальные характеристики турбоустановки приведены в табл. 22.

Таблица 22

Номинальные значения основных параметров турбины

	T-25-90-6
1. Мощность, МВт	
номинальная	25
максимальная	30
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	8,8
температура, °С	535
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	193 (53,6)
4. Расход свежего пара, т/ч	
номинальный	129
максимальный	160
5. Пределы изменения давления пара в регулируемом отопительном отборе пара, МПа	0,07–0,25
6. Температура воды, °С	
питательной	218
охлаждающей	20
7. Расход охлаждающей воды, т/ч	4500
8. Давление пара в конденсаторе, кПа	4,5

Допустимые пределы колебания параметров свежего пара, при которых турбина может длительно работать, составляют: давление 8,33–9,33 МПа, температура 495–505 °С.

Принципиальная тепловая схема турбины представлена на рис. 15. Данные по регенеративным отборам пара приведены в табл. 23.

Таблица 23

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 2	2,7	370	6,1
ПВД № 1	1,6	310	7,6
Деаэратор	1,0	260	7,4
ПНД № 2	0,25	127	6,1
ПНД № 1	0,12	104	4,5

Турбина может принимать нагрузку до 30 МВт при определенных величинах отопительного отбора, определяемого по диаграмме режимов.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновальный одноцилиндровый агрегат (рис. 16), проточная часть состоит из двадцати ступеней. Часть высокого давления состоит из двухвенечной регулирующей ступени и пятнадцати ступеней давления: в ЧНД имеются одновенечная регулирующая ступень и три ступени давления.

Парораспределение – сопловое: к соплам первой ступени пар поступает через четыре регулирующих клапана, две группы сопл перед ЧНД обдуваются при помощи поворотной диафрагмы, заменяющей два регулирующих клапана.

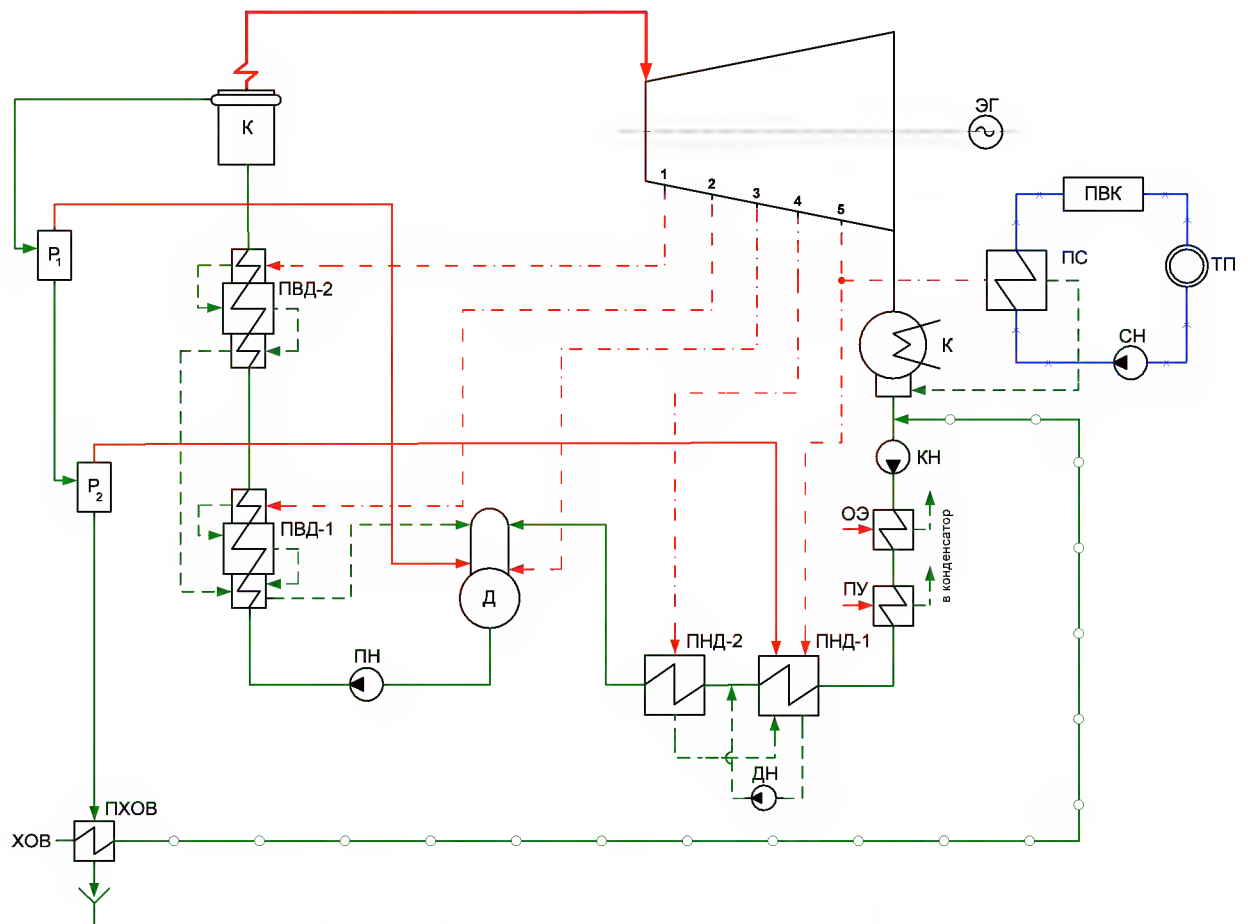


Рис. 15. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Т-25-90-6

Первые одиннадцать дисков ротора выточены из одной поковки с валом. Ротор турбины – гибкий, с критическим числом оборотов 1850 об/мин.

Лабиринтовые уплотнения вала – с насадными втулками, елочного типа. Передний подшипник – комбинированный опорно-упорный.

Вкладыш опорного подшипника имеет сферическую поверхность.

Турбина снабжена валоповоротным устройством. Роторы турбины и генератора соединены полугибкой муфтой.

Регулируемый отбор пара используется для нужд теплофикации. Давление в регулируемом отборе может изменяться в пределах от 0,118 до 0,245 МПа.

Кроме регулируемого, в турбине предусмотрено четыре нерегулируемых отбора пара для целей регенерации.

Турбина может развивать мощность до 30 МВт как при работе с регулируемым отбором, так и при чисто конденсационном режиме.

Минимальный пропуск пара в часть низкого давления при давлении в регулируемом отборе 0,118 МПа составляет 8 т/ч.

Система регулирования и защиты. Турбина снабжена системой автоматического регулирования, предназначенной для поддержания в заданных пределах частоты вращения ротора турбогенератора и давления пара в одном из отопительных отборов.

Система регулирования – связанная, статически автономная, с гидравлическими передаточными связями.

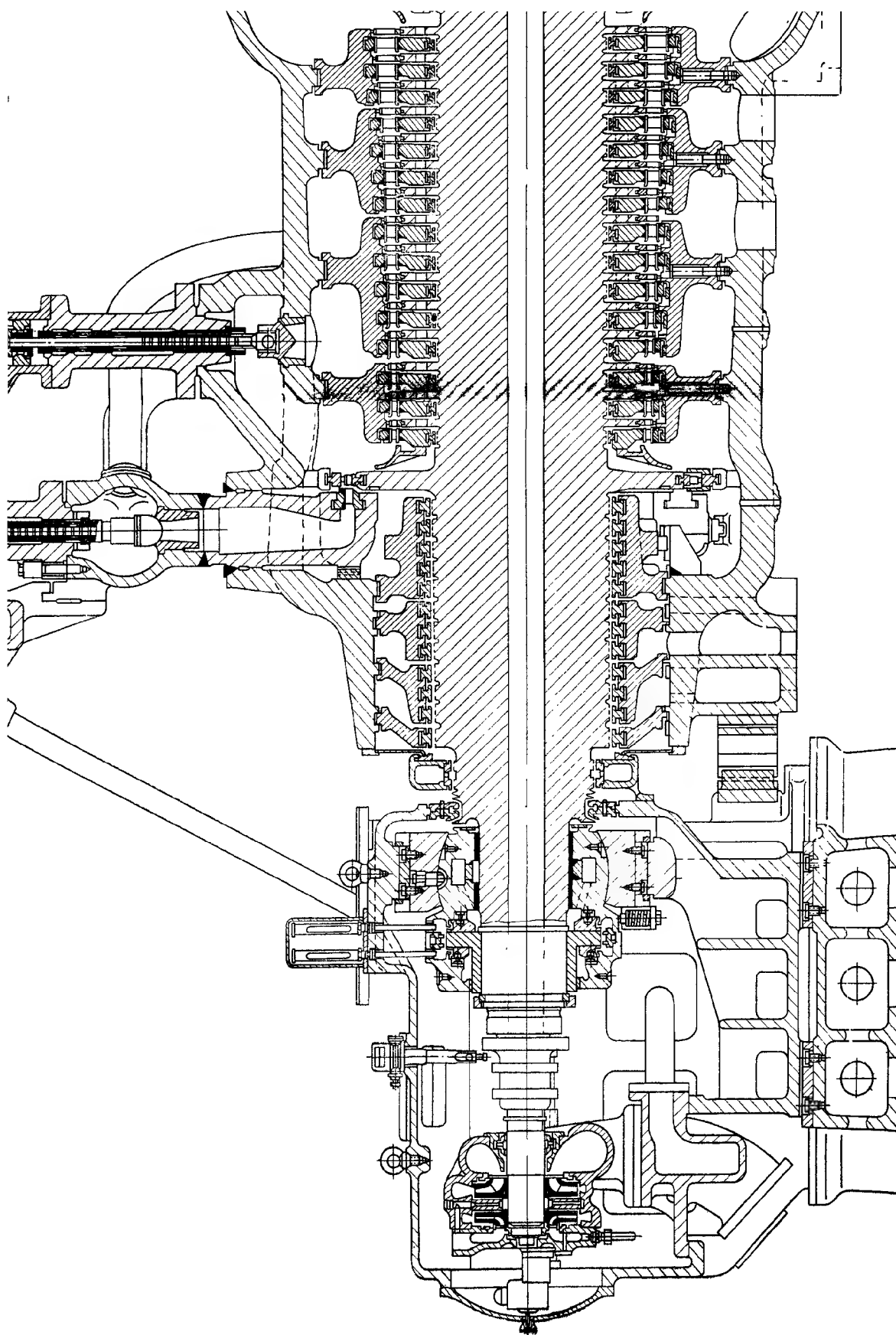


Рис. 16. Продольный разрез паровой турбины Т-25-90 (начало)

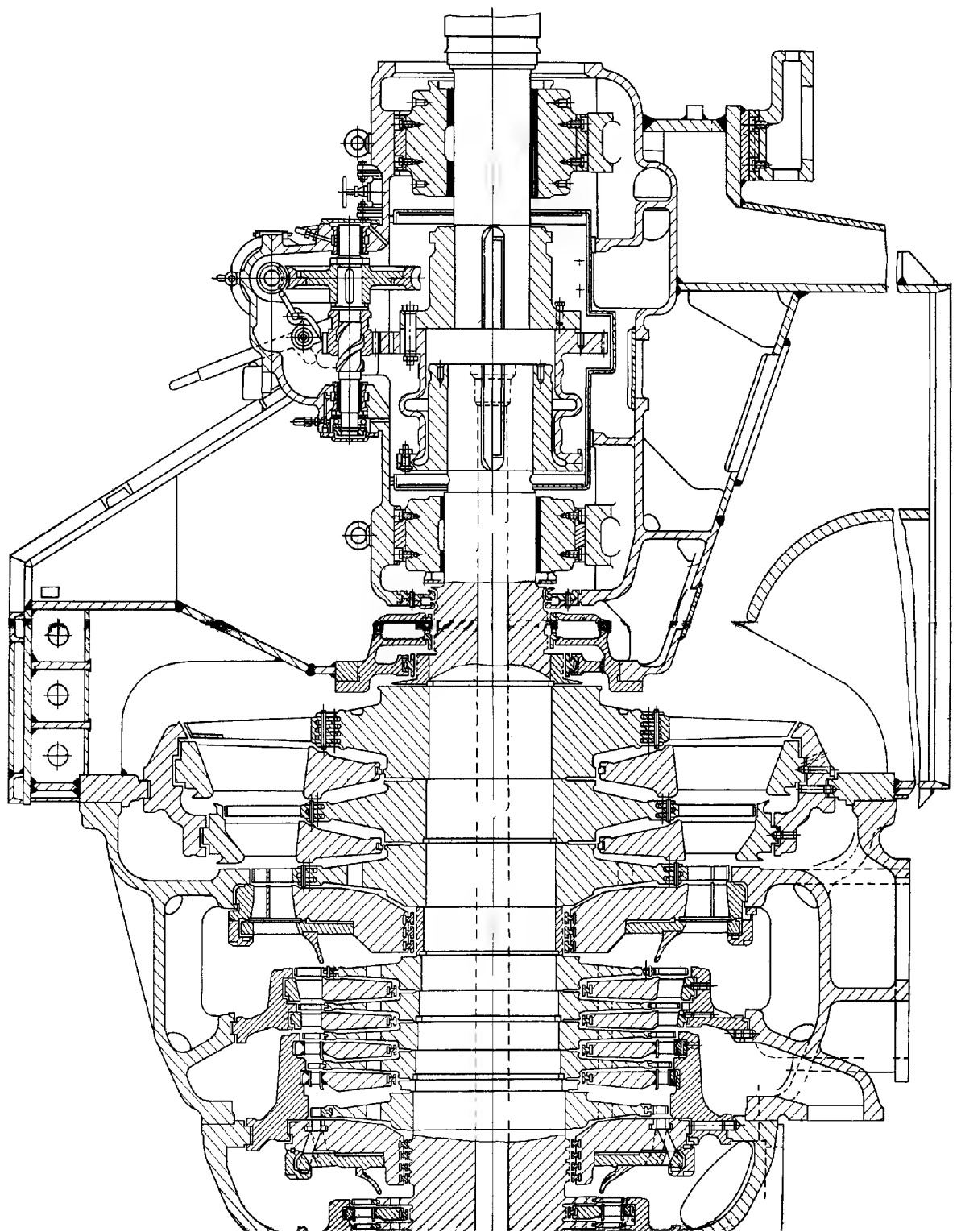


Рис. 16. Продольный разрез паровой турбины Т-25-90 (окончание)

Регулятор скорости в необходимых случаях препятствует открытию регулирующих клапанов для ограничения мощности.

Регулятор давления автоматически поддерживает давление пара в одном из отопительных отборов на установленном уровне с неравномерностью не более 0,034 МПа. Нечувствительность регулирования давления составляет не более 0,049 МПа.

Для защиты турбины от недопустимого нарастания частоты вращения в случае неисправности системы регулирования служит автомат безопасности с двумя независимыми бойками кольцевого типа, которые настроены на мгновенное срабатывание при достижении ротором частоты вращения от 11 до 12 % сверх номинальной.

Электромагнитный выключатель турбины вызывает закрытие стопорного клапана, регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы.

Турбоустановка снабжена системами контроля, сигнализации и дистанционным управлением, позволяющим пуск, останов и управление турбоустановкой производить с дистанционного щита.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования.

В баке емкостью 15 м³ установлены фильтры и встроено четыре маслоохладителя. Бак снабжен указателями уровня, имеющими показания по месту и дистанционные.

Масло в систему регулирования подается главным центробежным насосом, приводимым в действие непосредственно от вала турбины. Одновременно масло подается к двум последовательно включенным инжекторам, которые подают масло через маслоохладители в систему смазки турбины и генератора.

На период пуска турбоагрегата предусмотрен пусковой масляный электронасос, который, кроме того, используется при монтаже и ревизиях для проверки (контроля) гидравлической плотности масляной системы.

Конденсационная установка турбоагрегата включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, устройство для очистки конденсаторных труб, конденсатные и циркуляционные насосы, эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры и трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа общей площадью поверхности 1500 м² служит для конденсации поступающего из турбины пара, создания разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата.

Поверхность теплообмена конденсатора образована прямыми трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках, и разведена по стороне пара на два обособленных трубных пучка, размещенных в одном корпусе.

Для компенсации тепловых расширений конденсатор устанавливается на пружинных опорах.

Воздухоудаляющее устройство конденсационной установки включает в себя два основных трехступенчатых пароструйных эжектора (один из них резервный) и один пусковой одноступенчатый.

Два конденсатных электронасоса (один резервный) откачивают конденсат из конденсаторосборника конденсатора и подают его в деаэратор.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ПНД, деаэратор и два ПВД (рис. 15).

ПВД – поверхностные пароводяные теплообменные аппараты вертикального типа со встроенным пароохладителем и охладителем дренажа, подогревают питательную воду после деаэратора.

ПНД № 1 и 2 предназначены для последовательного подогрева основного конденсата перед подачей его в деаэратор. Каждый ПНД представляет собой поверхностный паровой теплообменный аппарат вертикального типа.

Таблица 24

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К2-3000-2
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-90-16-4-III
	ПНД-2	ПН-90-16-9-III
Деаэратор	Д	ДП-200-6
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-250-230-21
	ПВД-2	ПВ-250-230-36
Подогреватели сетевой воды	ПС	ПСГ-1300-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ХС-40-350
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-2А
Маслоохладители	–	Встроены в маслобак
Конденсатный насос	КН	8КСД-6×3
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-30-150
Питательные насосы	ПЭН	ПО-200-110

2.2. Паротурбинная установка Т-50/60-130-6

Теплофикационная паровая турбина Т-50/60-130-6 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) с отопительным отбором пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-60/3600 с частотой вращения 60 с⁻¹ и для отпуска тепла на отопление. Характеристика турбоустановки представлена в табл. 25.

Таблица 25

Номинальные значения основных параметров турбины

	Т-50/60-130-6
1. Мощность, МВт	
номинальная	50
максимальная	60
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	12,8
температура, °С	555
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	377 (104,72)
4. Расход свежего пар, т/ч	
номинальный	256
максимальный	265
5. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа	
в верхнем	0,059–0,245
в нижнем	0,049–0,196
6. Температура воды, °С	
питательной	225
охлаждающей	20
7. Расход охлаждающей воды, т/ч	8000
8. Давление пара в конденсаторе, кПа	5,1

При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая Т-50/60-130-6».

Турбина Т-50/60-130-6 соответствует требованиям ГОСТ 3618-85 и ГОСТ 24278-85.

Турбина имеет два регулируемых отопительных отбора пара – верхний и нижний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды. Регулируемое давление в отопительных отборах поддерживается: в верхнем отборе 0,059–0,245 МПа – при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем отборе 0,049–0,196 МПа – при включенном одном нижнем отопительном отборе.

Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступени подогрева должна пропускаться последовательно и в одинаковом количестве.

Номинальная суммарная нагрузка отопительных отборов, равная 380 ГДж/ч (90 Гкал/ч), обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара; расходе охлаждающей воды в количестве 8000 м³/ч при температуре 20 °С; полностью включенной регенерации; количестве питательной воды, подогреваемой в подогревателях высокого давления, равном 100 % расхода пара на турбину; при работе турбоустановки по схеме со ступенчатым подогревом сетевой воды в сетевых подогревателях; при полном использовании пропускной способности турбины и минимальном количестве пара, поступающего в конденсатор.

Мощность турбины при этом зависит от температуры подогрева сетевой воды и составляет: 56 МВт при подогреве от 42 до 85 °С; 54 МВт при подогреве от 55 до 98 °С; 50 МВт при подогреве от 70 до 113 °С. Подогрев питательной воды осуществляется в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 225 °С при номинальной нагрузке турбины (рис. 17).

Данные по регенеративным отборам пара приведены в табл. 26.

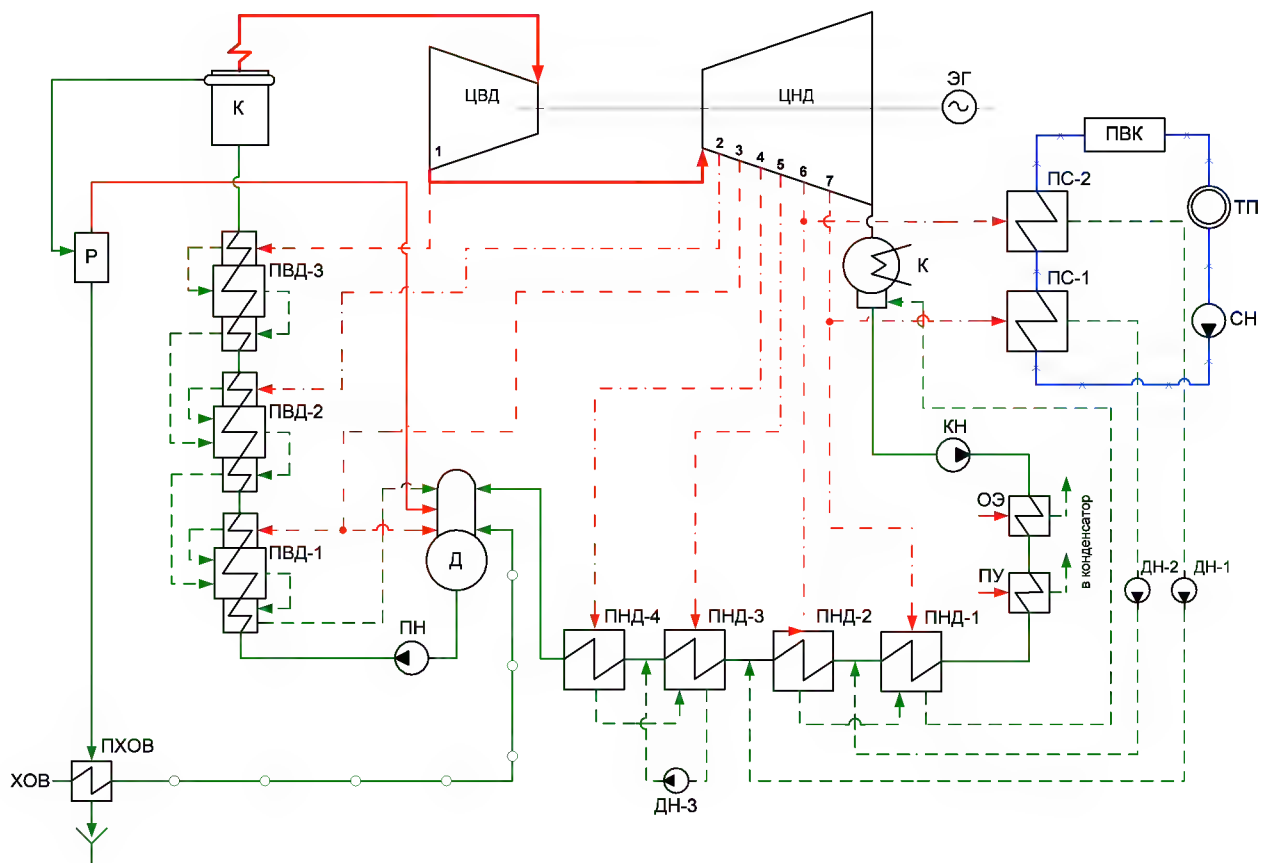


Рис. 17. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Т-50/60-130

Таблица 26

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	2,96	366	11,4+2,0*
ПВД № 2	1,765	309	10,6
ПВД № 1	1,062	254	6,3
Деаэратор	1,062	254	3,5
ПНД № 4	0,565	192	4,6 + 4,7*
ПНД № 3	0,286	132	13,4
ПНД № 2	0,088	—	1,8
ПНД № 1	0,0372	—	0,3

* 2,0 и 4,7 т/ч – пар из уплотнений турбины.

Турбина может принимать нагрузку до 60 МВт при определенных величинах отопительных отборов, определяемых по диаграмме режимов.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат, выполненный по схеме: ЦВД+ЦНД (рис. 18). Парораспределение – сопловое. Свежий пар подводится к стопорному клапану, откуда по перепускным трубам поступает к регулирующим клапанам турбины. Четыре регулирующих клапана расположены в паровых коробках, сваренных в переднюю часть корпуса ЦВД.

ЦВД имеет двухвенечную регулируемую ступень и восемь ступеней давления. Ротор — цельнокованный. Проточная часть ЦНД имеет 13 ступеней давления. Первые шесть дисков ротора ЦНД откованы заодно с валом, остальные семь – насадные. За 20-й ступенью турбины установлена поворотная регулирующая диафрагма, управляющая пропуском пара в ЦНД и определяющая совместно с клапанами паровпуска величину давления пара в обеих камерах отбора.

Фикспункт турбины расположен на фундаментной раме турбины со стороны генератора, и расширение турбоагрегата происходит в сторону переднего подшипника.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим ротор турбины с чистой скоростью 0,067 с⁻¹.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбогенератора 50 с⁻¹.

Длительная работа турбины при частоте тока в сети ниже 59 и выше 60,5 Гц не допускается. В аварийных ситуациях допускается кратковременная работа турбины при частоте тока в сети ниже 59 Гц, но не ниже 57,5 Гц.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек. С целью улучшения условий пуска турбины из горячего состояния и повышения ее маневренности во время работы под нагрузкой температура пара, подаваемого в предпоследнюю камеру переднего уплотнения ЦВЦ, повышается за счет подмешивания горячего пара от штоков регулирующих клапанов.

Высота фундамента турбогенератора от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала составляет 8 м.

Система регулирования и защиты. Турбина снабжена системой автоматического регулирования, предназначенной для поддержания в заданных пределах частоты вращения ротора турбогенератора и давления пара в одном из отопительных отборов.

Система регулирования – связанная, статически автономная, с гидравлическими передаточными связями.

Регулятор скорости в необходимых случаях препятствует открытию регулирующих клапанов для ограничения мощности.

Регулятор давления автоматически поддерживает давление пара в одном из отопительных отборов на установленном уровне с неравномерностью не более 0,034 МПа. Нечувствительность регулирования давления составляет не более 0,049 МПа.

Для защиты турбины от недопустимого нарастания частоты вращения в случае неисправности системы регулирования служит автомат безопасности с двумя независимыми бойками кольцевого типа, которые настроены на мгновенное срабатывание при достижении ротором частоты вращения от 11 до 12 % сверх номинальной.

Электромагнитный выключатель турбины вызывает закрытие стопорного клапана, регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы.

Турбоустановка снабжена системами контроля, сигнализации и дистанционным управлением, позволяющим пуск, останов и управление турбоустановкой производить с дистанционного щита.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования.

В баке емкостью 22 м² установлены фильтры и встроено четыре маслоохладителя. Бак снабжен указателями уровня, имеющими показания по месту и дистанционные.

Масло в систему регулирования подается главным центробежным насосом, приводимым в действие непосредственно от вала турбины. Одновременно масло подается к двум последовательно включенным инжекторам, которые подают масло через маслоохладители в систему смазки турбины и генератора.

На период пуска турбоагрегата предусмотрен пусковой масляный электронасос, который, кроме того, используется при монтаже и ревизиях для проверки (контроля) гидравлической плотности масляной системы.

Конденсационная установка турбоагрегата включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, устройство для очистки конденсаторных труб, конденсатные и циркуляционные насосы, эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры и трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа общей площадью поверхности 3300 м² служит для конденсации поступающего из турбины пара, создания разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата.

Поверхность теплообмена конденсатора образована прямыми трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках, и разведена по стороне пара на два обособленных трубных пучка, размещенных в одном корпусе.

Для компенсации тепловых расширений конденсатор устанавливается на пружинных опорах.

Воздухоудаляющее устройство конденсационной установки включает в себя два основных трехступенчатых пароструйных эжектора (один из них резервный) и один пусковой одноступенчатый.

Два конденсатных электронасоса (один резервный) откачивают конденсат из конденсатосборника конденсатора и подают его в деаэратор.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ПНД, деаэратор и три ПВД (рис. 17).

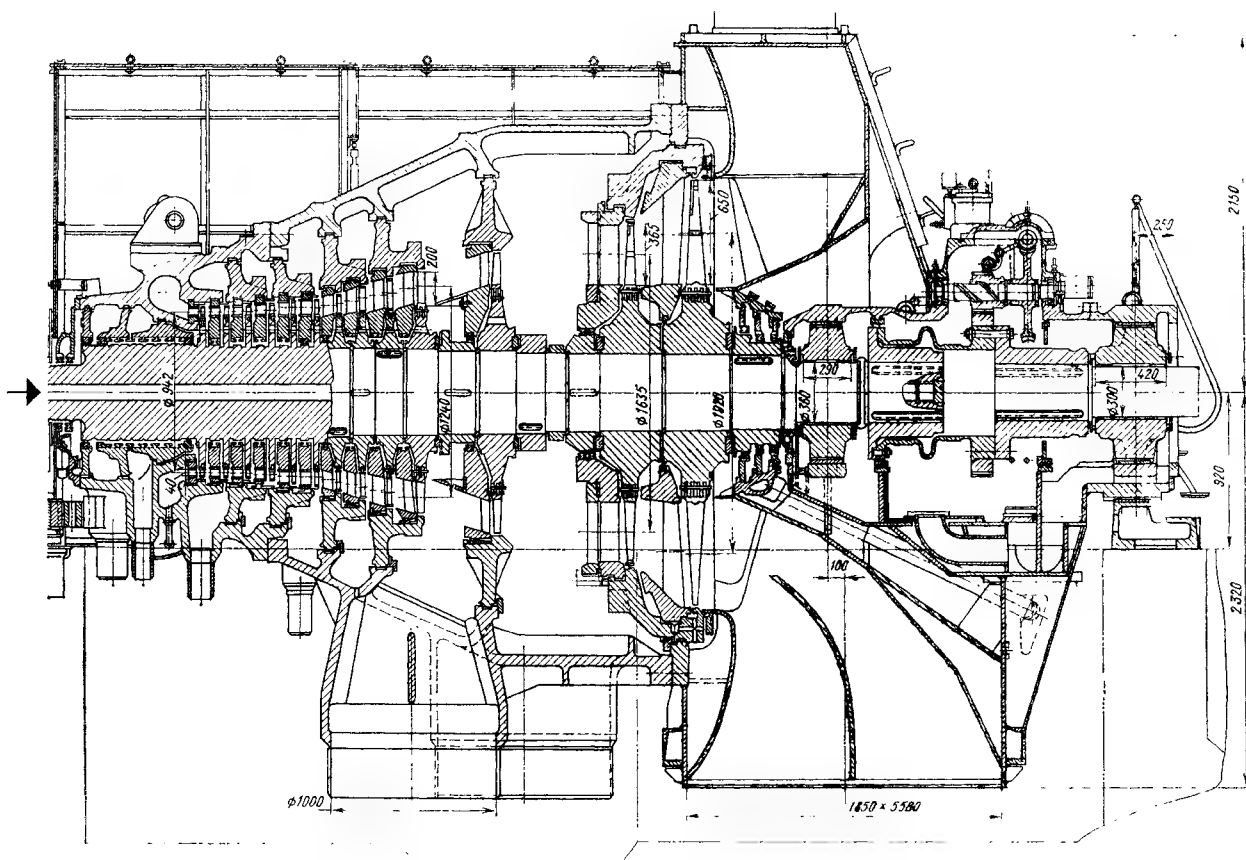
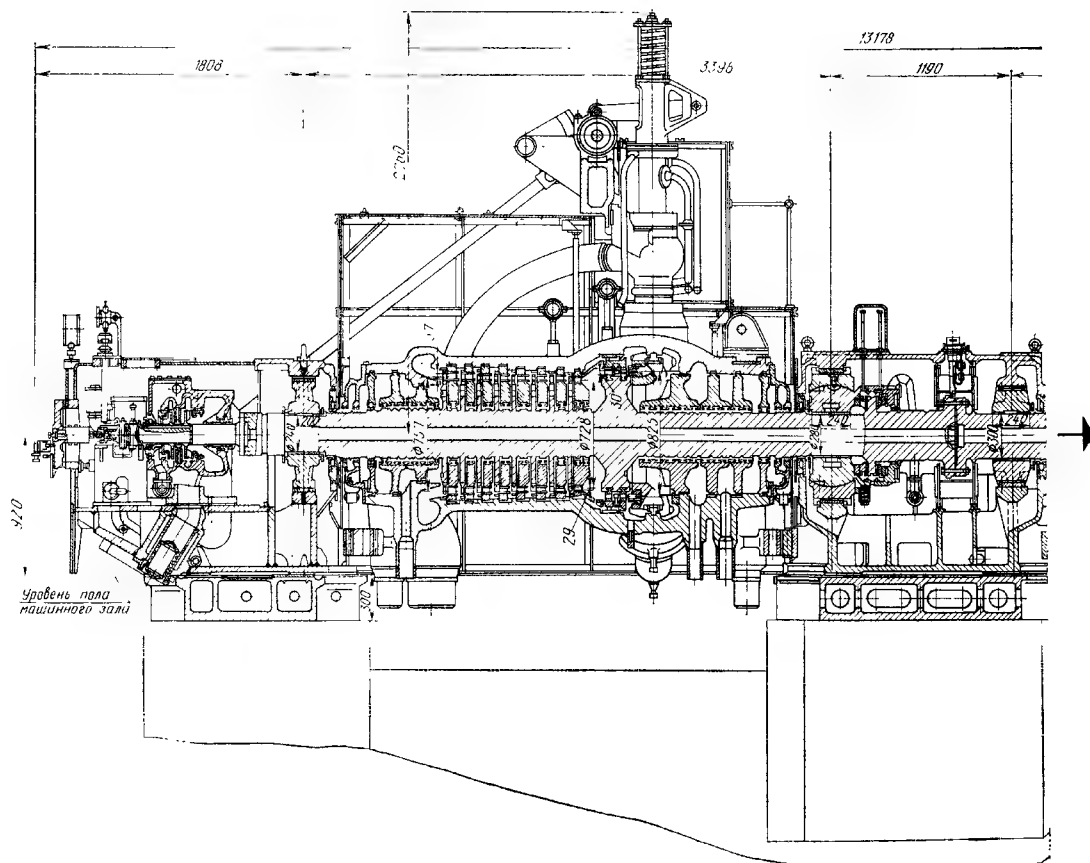


Рис. 18. Продольный разрез паровой турбины Т-50/60-130

ПНД № 1, 2, 3 и 4 предназначены для последовательного подогрева основного конденсата перед подачей его в деаэратор. Каждый ПНД представляет собой поверхностный паровой теплообменный аппарат вертикального типа.

Таблица 27

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К2-3300-1
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-90-16-4-III
	ПНД-2	ПН-130-16-9-III
	ПНД-3	ПН-130-16-10-II
	ПНД-4	ПН-130-16-10-II
Деаэратор	Д	ДП-225-7
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-350-230-21
	ПВД-2	ПВ-350-230-36
	ПВД-3	ПВ-350-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСГ-1300-3-8
	ПС-2	ПСГ-1300-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ХУ-40-350
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-2А
Маслоохладители	—	встроены в маслобак
Конденсатный насос	КН	8КСД-6×3
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-30-150
Питательные насосы	ПЭН	ПЭ-300-200

ПВД – поверхностные пароводяные теплообменные аппараты вертикального типа со встроенным пароохладителем и охладителем дренажа, подогревают питательную воду после деаэрата.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы, а также трубопроводы с необходимой арматурой.

Каждый сетевой подогреватель представляет собой горизонтальный пароводяной теплообменный аппарат с площадью поверхности нагрева 1300 м².

Поверхность нагрева образована прямыми латунными трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках. В целях сохранения необходимой плотности вальцовочных соединений при различных режимах работы подогревателя на его корпусе со стороны поворотной водяной камеры имеется линзовый компенсатор, обеспечивающий компенсацию разности температурных расширений корпуса и труб поверхности нагрева.

В сетевом подогревателе предусмотрено специальное устройство, предотвращающее поток пара в турбину, образующийся вследствие вскипания конденсата в конденсатосборнике при падении давления в нем во время сброса нагрузок турбины.

Конденсатные насосы служат для откачки конденсата из конденсатосборников сетевых подогревателей и подачи его в магистраль основного конденсата соответственно после ПНД № 1 и ПНД № 2.

ПСГ №1 обслуживает два конденсатных электронасоса (один из них резервный), а ПСГ № 2 – один конденсатный электронасос.

Сетевые насосы 1-й ступени подают сетевую воду в сетевые подогреватели, а также осуществляют необходимый подпор в сетевых подогревателях и на всасе сетевых на-

сосов 2-й ступени. Сетевые насосы 2-й ступени устанавливаются за сетевыми подогревателями и обеспечивают подачу воды потребителю.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектуемого оборудования турбоустановки входят:

паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим стопорным клапаном, обшивкой турбины;

внутритурбинные трубопроводы;

бак масляный, маслоохладитель;

эжекторы основной, пусковой системы отсоса из уплотнений;

регенеративная установка, включающая подогреватели поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;

установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном;

насосы и электрооборудование паротурбинной установки;

конденсаторная группа с задвижками на входе, выходе и на перемычке охлаждающей воды.

2.3. Паротурбинная установка Т-110/120-130-5

Теплофикационная паровая турбина с отопительным отбором пара Т-110/120-130-5 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) номинальной мощностью 110 МВт с начальным давлением пара 12,8 МПа предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-120-2 с частотой вращения ротора 50 с⁻¹ и отпуска тепла для нужд отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации, ее следует обозначать «Турбина паровая Т-110/120-130-5 ТУ 108.785–78».

Таблица 28

Номинальные значения основных параметров турбины

	Т-100/120-130
1. Мощность, МВт	
номинальная	100
максимальная	120
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	12,8
температура, °С	555
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	732 (203)
4. Расход свежего пара, т/ч	
номинальный	441
максимальный	460
5. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа	
в верхнем	0,06–0,25
в нижнем	0,05–0,2
6. Температура воды, °С	
питательной	229
охлаждающей	20
7. Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	16000
8. Давление пара в конденсаторе, кПа	5,3

Турбина Т-110/120-130-5 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86. Номинальные параметры турбоустановке приведены в табл. 28.

Турбина имеет два отопительных отбора пара – нижний и верхний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды.

При ступенчатом подогреве сетевой воды паром двух отопительных отборов регулирование поддерживает заданную температуру сетевой воды за верхним сетевым подогревателем. При подогреве сетевой воды одним нижним отопительным отбором температура сетевой воды поддерживается за нижним сетевым подогревателем.

Минимальное расчетное количество пара/поступающего в конденсаторы, при номинальном режиме включения ПСГ верхней и нижней ступени подогрева (давление в верхнем отопительном отборе равно 0,098 МПа) составляет 18 т/ч.

Номинальная суммарная тепловая нагрузка отопительных отборов обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара, номинальной температуре охлаждающей воды на входе в конденсаторы, полностью включенной регенерации, количестве воды, подогреваемой в ПВД, равном 100% расхода пара на турбину при работе турбоустановки по схеме со ступенчатым подогревом сетевой воды в сетевых подогревателях и минимальном количестве пара, поступающего в конденсаторы.

Мощность турбины при этом зависит от температуры подогрева сетевой воды и составляет: 110 МВт при подогреве от 51 до 92 °С; 108 МВт при подогреве от 54 до 100 °С; 107 МВт при подогреве от 56 до 108 °С.

Подогрев питательной воды осуществляется в регенеративной установке (см. рис. 19) до температуры 229 °С при номинальном расходе свежего пара.

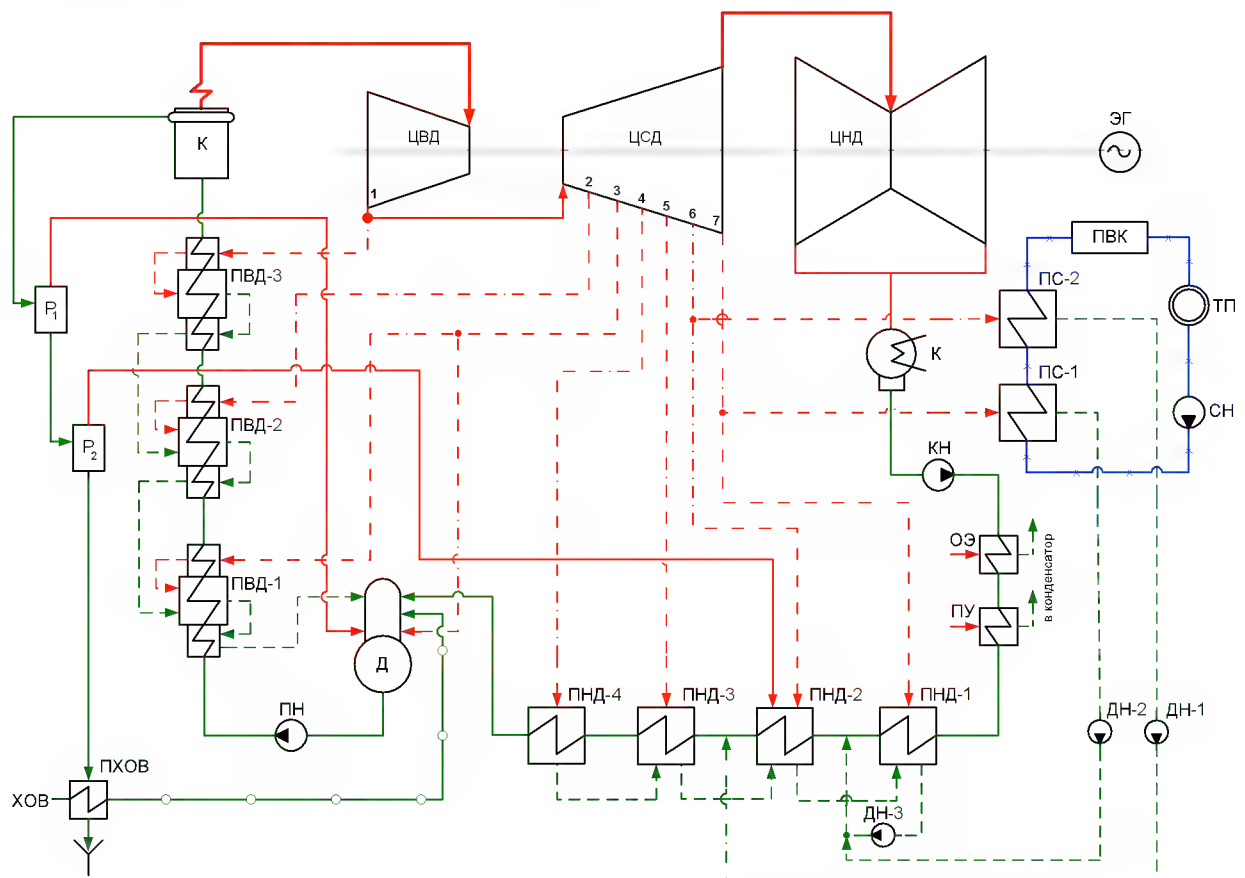


Рис. 19. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Т-110/120-130

Данные по регенеративным отборам при номинальном режиме приведены в табл. 29.

Таблица 29

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,32	379	17,5
ПВД № 2	2,28	337	27,3
ПВД № 1	1,22	266	16,9
Деаэратор	1,22	266	6,6
ПНД № 4	0,57	190	11,4
ПНД № 3	0,294	133	22,2
ПНД № 2	0,098	—	7,0
ПНД № 1	0,037	—	0,6

Максимальная мощность турбины 120 МВт достигается при отсутствии нерегулируемых отборов сверх отборов на регенерацию; при величинах отопительных отборов, определяемых по диаграмме режимов; на конденсационном режиме.

Турбина может работать по тепловому графику с минимальным пропуском пара в конденсаторы с конденсацией этого пара сетевой или подпиточной водой, в том числе, сырой, подаваемой во встроенные пучки конденсаторов. При этом тепло пара, поступающего в конденсаторы, используется для подогрева сетевой или подпиточной воды и тепловая нагрузка турбины увеличивается до номинальной.

При охлаждении конденсаторов сетевой воды допускается повышение температуры выхлопного патрубка на уровне горизонтального разъема турбины до 120 °С.

Турбина может работать на холостом ходу после сброса нагрузки не менее 15 мин при условии охлаждения конденсаторов циркуляционной водой, проходящей через их основные поверхности, и при полностью открытой диафрагме.

Допускается работа турбины в режиме холостого хода после пуска ее для проведения испытаний генератора не менее 20 ч. Суммарная продолжительность работы турбины в режиме холостого хода в течение года не превышает 50 ч.

Отбор пара на деаэратор (0,59 МПа) из нерегулируемых отборов на ПВД № 1 или ПВД № 2 допускается подключать параллельно с другими турбинами или РОУ.

Конструкция турбины. Турбина Т-110/120-130-5 представляет собой одновальный агрегат, состоящий из трех цилиндров и выполненный по схеме: 1ЦВД+ЩСД+ЩНД (рис. 20). Свежий пар подается к стопорному клапану, откуда по перепускным трубам поступает к регулирующим клапанам ЦВД турбины. Перепуск в ЦВД находится со стороны среднего подшипника. Пар от регулирующих клапанов подводится к сопловым коробкам.

ЦВД – однопоточный, имеет двухвенечную регулируемую ступень и восемь ступеней давления. Ротор высокого давления – цельнокованный.

ЦСД также однопоточный, имеет 14 ступеней давления. Первые восемь дисков ротора среднего давления откованы заодно с валом, остальные шесть – насадные. Направляющий аппарат 1-й ступени ЦСД установлен в корпусе, остальные диафрагмы установлены в обоймы.

ЦНД – двухпоточный, имеет по две ступени в каждом потоке левого и правого вращения (одну регулируемую и одну ступень давления). Длина рабочей лопатки по-

следней ступени равна 550 мм, средний диаметр рабочего колеса этой ступени – 1915 мм. Ротор низкого давления имеет четыре насадных диска.

Валопровод турбины – гибкий. Роторы ВД и СД соединяются посредством жесткой муфты, роторы СД и НД, а также ротор НД генератора соединяются посредством полугибких муфт.

Фикспункт турбины расположен на оси турбины в точке ее пересечения с осевой линией поперечных шпонок боковых опор выхлопной части, расположенной со стороны ЦСД, поэтому расширение турбины происходит от фикспункта как в сторону переднего подшипника, так и в сторону генератора. С целью облегчения пуска турбины из горячего состояния и повышения ее маневренности во время работы под нагрузкой температура пара, подаваемого в предпоследнюю камеру переднего уплотнения ЦВД, повышается за счет подмешивания горячего пара от штоков регулирующих клапанов или от главного паропровода. Из последних отсеков уплотнений паровоздушная смесь отсасывается эжектором отсоса из уплотнений.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек ЦВД.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора 50 с^{-1} (3000 об/мин).

Допускается длительная работа турбины при частоте тока в сети от 49,0 до 50,5 Гц.

Высота фундамента турбоагрегата от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала составляет 9 м.

Регулирование и защита. Турбина снабжена электрогидравлической системой автоматического регулирования, предназначенной для поддержания в заданных пределах в зависимости от режима работы турбины:

частоты вращения ротора турбогенератора; электрической нагрузки турбогенератора;

давление пара (температуры сетевой воды) в одном из отопительных отборов или тепловой нагрузки турбины;

температуры подпиточной воды на выходе из встроенных пучков конденсаторов.

Система регулирования выполнена статически автономной с гидравлическими передаточными связями. При мгновенном сбросе электрической нагрузки с генератора система регулирования турбины ограничивает возрастание частоты вращения ротора до величины настройки автомата безопасности. Допускается применение вызывной системы управления и измерений, управляющей вычислительной машины и автомата пуска.

Турбоустановка имеет устройства защиты, предупреждающие развитие аварии путем воздействия на органы управления оборудованием с одновременной подачей сигнала. Гидродинамический регулятор частоты вращения предназначен для поддержания частоты вращения ротора турбины с неравномерностью $(4,5 \pm 0,5) \%$ от номинальной.

Регулятор частоты вращения имеет ограничитель мощности, предназначенный в нужных случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов. Турбина снабжена регулятором мощности, поддерживающим электрическую нагрузку турбины. Отклонение электрической нагрузки от номинальной не менее 1,3 %.

Турбина имеет регулятор отбора, который автоматически поддерживает в одном из отопительных отборов давление пара на установленном уровне по импульсу от температуры сетевой воды. Отклонение температуры сетевой воды $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

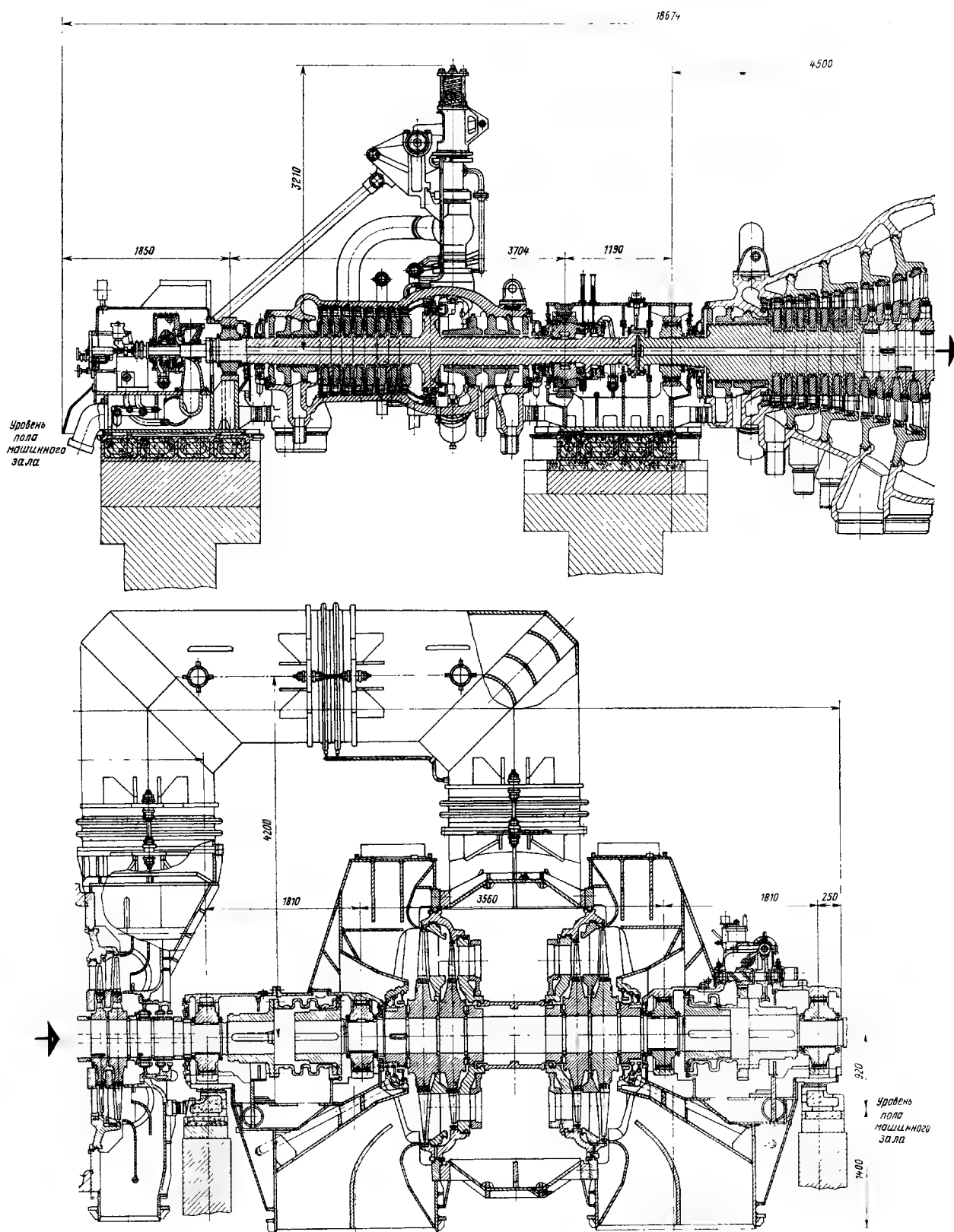


Рис. 20. Продольный разрез паровой турбины Т-110/120-130

Для защиты турбины от недопустимого нарастания частоты вращения в случае неисправности системы регулирования служит автомат безопасности с двумя независимыми бойками кольцевого типа, которые настроены на мгновенное срабатывание при достижении ротором частоты вращения от 11 до 12 % сверх номинальной.

Электромагнитный выключатель турбины вызывает закрытие стопорного клапана, регулирующих клапанов и диафрагм.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазки системы регулирования, подшипников турбины и генератора, питательного турбонасоса и электронасоса.

Для подачи в систему смазки масла Тп-22С ТУ 38.10Ш21–83 предусмотрены: центробежный насос, приводимый в действие непосредственно от вала турбины; пусковой масляный электронасос; резервный электронасос и аварийный электронасос с электродвигателем постоянного тока.

В бак емкостью 26 м³ установлены фильтры и воздухоотделительное устройство. Для охлаждения масла предусмотрены шесть маслоохладителей.

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, конденсатные и циркуляционные насосы, эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры.

Конденсаторная группа общей площадью поверхности 6200 м², состоящая из двух конденсаторов со встроенными пучками, предназначена для конденсации поступающего из турбины пара, создания разрежения и сохранения конденсата, а также для использования тепла пара, поступающего в конденсаторы для подогрева сетевой и подпиточной воды во встроенных пучках. Каждый трубный пучок конденсатора имеет свою входную и поворотную водяные камеры с отдельным подводом и отводом охлаждающей воды, что позволяет производить отключение и чистку основных или встроенных пучков без остановов турбины. Для компенсации тепловых расширений каждый конденсатор устанавливается на четырех пружинных опорах.

Воздухоудаляющее устройство предназначено для обеспечения нормального процесса теплообмена в конденсаторе и теплообменных аппаратах, находящихся под разрежением, а также для быстрого набора вакуума при пуске турбоустановки и включает в себя два основных трехступенчатых эжектора (один из которых резервный) и один пусковой одноступенчатый пароструйный эжектор.

Для отвода конденсата из конденсатороборников конденсатора и подачи его в деаэратор турбоустановка имеет два конденсатных насоса и электронасос (один из конденсатных насосов является резервным).

Циркуляционные насосы предназначены для подачи охлаждающей воды в конденсатор и маслоохладители турбины, а также в охладители генератора.

Для срыва вакуума предусмотрена установка электрозадвижки, управляемой со щита.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины, и состоит из четырех ПНД, деаэратора и трех ПВД.

В установке предусматривается также использование тепла пара основных эжекторов и пара, отсасываемого из лабиринтовых уплотнений. Принципиальная тепловая схема турбоустановок приведена на рис. 19.

ПНД № 1, 2, 3 и 4 последовательно подогревают основной конденсат перед подачей его в деаэратор. Каждый ПНД представляет собой поверхностный пароводяной теплообменный аппарат вертикального типа.

Конденсат греющего пара из ПНД № 4 сливается в ПНД № 3. Из ПНД № 3 в ПНД № 2, а из ПНД № 2 в ПНД-1 и после чего конденсат откачивается насосом в линию основного конденсата.

Вертикальные ПВД № 1, 2, 3 поверхностного типа предназначены для последовательного подогрева питательной воды после деаэратора.

Слив конденсата пара из ПВД – каскадный.

Таблица 30

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	КГ 2-6200-III
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-250-16-7-III _{св}
	ПНД-2	ПН-250-16-7-IV _{св}
	ПНД-3	ПН-250-16-7-IV _{св}
	ПНД-4	ПН-250-16-7-IV _{св}
Деаэратор	Д	ДП-500/120
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-450-230-25
	ПВД-2	ПВ-450-230-35
	ПВД-3	ПВ-450-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСГ-2300-2-8
	ПС-2	ПСГ-2300-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ПН-100-16-4
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-2А
Маслоохладители	–	встроены в маслобак
Конденсатный насос	КН	КСВ-320-160
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-80-155
Питательные насосы	ПЭН	ПЭ-500-200

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы и предназначена для подогрева сетевой воды паром, поступающим из отопительных отборов турбины, сохранения и первичной деаэрации основного конденсата.

Сетевой подогреватель представляет собой поверхностный пароводяной теплообменный аппарат с центральным трубным пучком и цельносварным корпусом, выполненным заодно с входной водяной камерой.

Конденсатные насосы откачивают конденсат из сборников конденсата ПСГ и подают его в магистраль основного конденсата после соответствующего ПНД.

Для ПСГ № 1 предусмотрено два насоса (один резервный), для ПСГ № 2 – один насос. Привод для насосов — электрический.

Сетевые насосы 1-й ступени предназначены для подачи сетевой воды в ПСГ, а также для обеспечения необходимого подпора в подогревателях и на всасе сетевых насосов 2-й ступени.

Сетевые насосы 2-й ступени устанавливаются после ПСГ и обеспечивают подачу воды потребителю.

Испарительная установка служит для восполнения потерь конденсата и пара в цикле электростанции. Она включает в себя: два испарителя, охладитель вторичного

пара, два сливных насоса и насос продувки. Каждый испаритель представляет собой поверхностный пароводяной теплообменный аппарат вертикального типа.

Комплектуемое оборудование. Состав комплектуемого оборудования аналогичен турбине Т-180/210-130-2.

2.4. Паротурбинная установка Т-180/210-130-1

Теплофикационная паровая турбина с отопительным отбором пара Т-180/210-130-1 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) номинальной мощностью 180 МВт с начальным давлением пара 12,8 МПа предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТГВ-200М с частотой вращения ротора 50 с^{-1} и отпуска тепла для нужд отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации, ее следует обозначать «Турбина паровая Т-180/210-130-1 ТУ 108.857–79».

Турбина Т-180/210-130-1 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86. Номинальные параметры турбины приведены в табл. 31.

Таблица 31

Номинальные значения основных параметров турбины

	Т-180/210-130
1. Мощность, МВт	
номинальная	175
максимальная	180
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	12,8
температура, °С	540
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	1089 (302,5)
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	760
5. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа	
в верхнем	0,059–0,294
в нижнем	0,049–0,196
6. Температура воды, °С	
питательной	230
охлаждающей	25
7. Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	24800
8. Давление пара в конденсаторе, кПа	4,5

Турбина имеет два отопительных отбора пара – верхний и нижний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды.

Отопительные отборы имеют следующие пределы регулирования давления: верхний 0,059–0,196 МПа, нижний 0,049–0,147 МПа. Регулирование давления в отопительных отборах поддерживается: в верхнем – при включенных двух отопительных отборах, в нижнем – при включенном одном нижнем отопительном отборе.

Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступени подогрева должна пропускаться последовательно и в одинаковом количестве.

Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, должен контролироваться.

Минимальное расчетное количество пара, поступающего в конденсатор при номинальном режиме, включенных сетевых подогревателей верхней и нижней ступени подогрева при давлении в верхнем отопительном отборе 0,098 МПа составляет примерно

30 т/ч. Максимальный расход пара в конденсатор на конденсационном режиме при температуре охлаждающей воды 27 °С составляет 461 т/ч.

Номинальная суммарная тепловая нагрузка отопительных отборов, равная 1,09 ТДж/ч, обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара, расходе охлаждающей воды через конденсатор с ее расчетной температурой на входе в количестве не менее 11000 м³/ч при полностью включенной регенерации и количестве питательной воды, подогреваемой в ПВД, равном 100 % расхода пара на турбину; при работе турбоустановки со ступенчатым подогревом сетевой воды в сетевых подогревателях; при полном использовании пропускной способности турбины и минимальном пропуске пара в конденсатор.

Мощность турбины при этом зависит от температуры подогрева сетевой воды и составляет: 185 МВт при подогреве от 41 до 85 °С; 180 МВт при подогреве от 51 до 95 °С; 177 МВт при подогреве от 61 до 105 °С.

Максимальная тепловая нагрузка с учетом подогрева подпиточной воды в конденсаторе равна 1,13 ГДж/ч.

Максимальная расчетная температура сетевой воды при расходе свежего пара 670 т/ч на выходе из подогревателя сетевой воды верхнего отопительного отбора (ПСГ-2) составляет примерно 118 °С.

Турбина имеет семь нерегулируемых отборов (рис. 21), предназначенных для подогрева питательной воды в ПНД, деаэраторе, в ПВД.

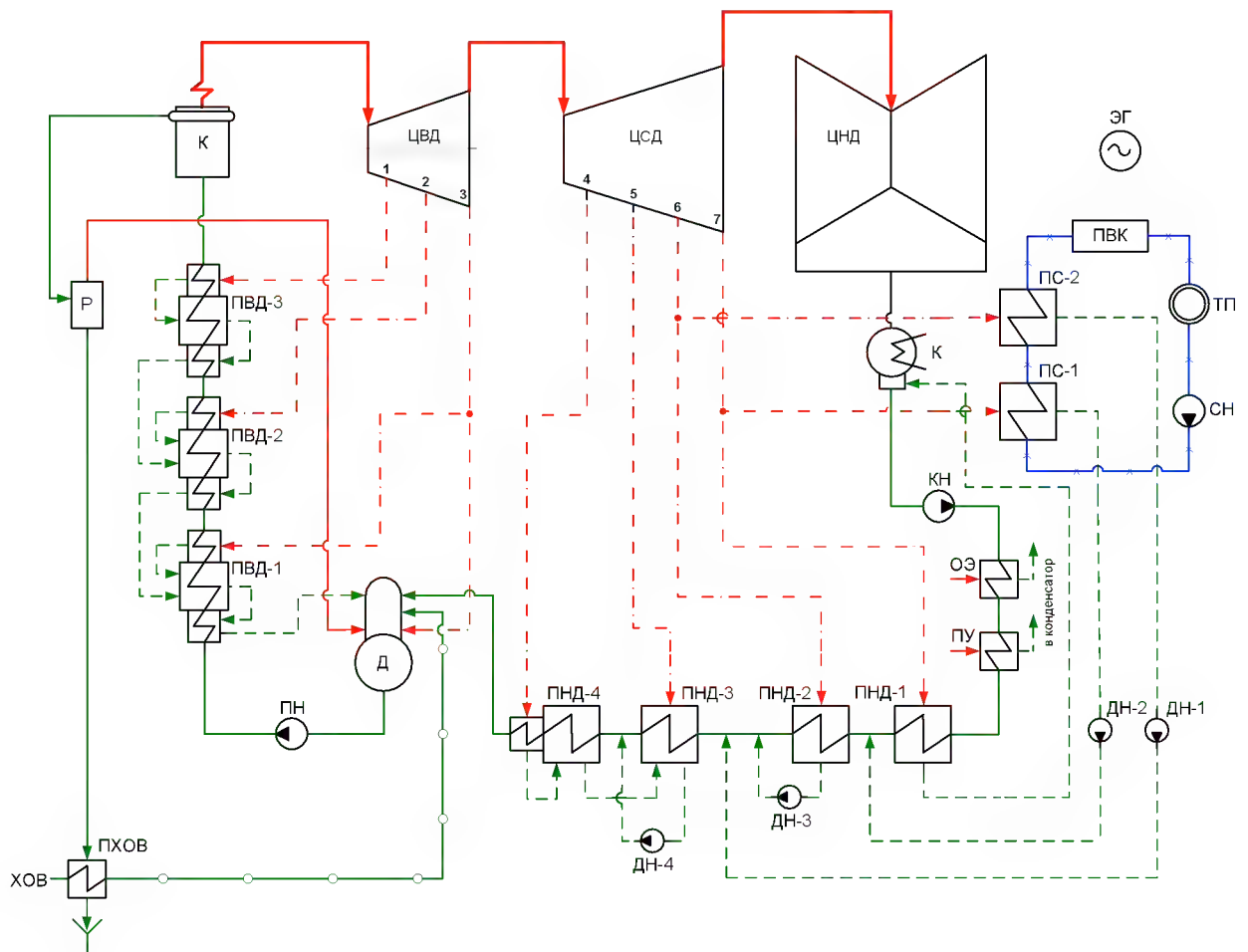


Рис. 21. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Т-180/210-130

Характеристики регенеративных отборов указаны в табл. 32.

Таблица 32

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	4,12	386	31,8
ПВД № 2	2,72	333	50,3
ПВД № 1	1,26	447	5,2
Деаэрагор	1,26	447	18,1
ПНД № 4	0,646	381	27,1
ПНД № 3	0,256	267	20,6
ПНД № 2	0,098	168	7,3
ПНД № 1	0,049	114	1,3

Максимальная электрическая мощность турбины обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара и пара промежуточного перегрева, полностью включенной регенерации, выключенных отопительных и дополнительных отборах пара, чистой проточной части, расходе охлаждающей воды, равном 22000 м³/ч, и расчетной температуре охлаждающей воды 27 °С для турбины Т-180/210-130-1 и 20 °С для турбины Т-180/215-130-2.

В зависимости от величины частичных отопительных нагрузок максимальная мощность турбины составляет 180–210 МВт для турбины Т-180/ 210-130-1 и 180–215 МВт – для турбины Т-180/215-130-2.

Кроме регенеративных отборов, допускаются дополнительные отборы за счет снижения мощности и тепловой нагрузки.

Предусматривается возможность работы турбо-установки с пропуском подпиточной воды через встроенный пучок конденсатора.

Допускается кратковременная непрерывная работа турбины не более 30 мин при отклонениях параметров от номинальных.

При достижении этих значений в любых сочетаниях суммарная продолжительность работы турбины при этих параметрах не должна превышать 200 ч в год.

Одновременный пропуск подпиточной воды через встроенный пучок и циркуляционной воды через основную поверхность конденсатора возможен при разности температур подпиточной и циркуляционной воды на входе не более 20 °С.

Допускается работа турбины в открытых системах теплоснабжения с подогревом сетевой воды во встроенном пучке конденсатора.

Расход пара на холостом ходу составляет ~30 т/ч. Турбина может работать на холостом ходу после сброса нагрузки до 15 мин при условии охлаждения конденсатора циркуляционной водой, проходящей через основную поверхность конденсатора и при полностью открытых регулирующих диафрагмах.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновальный агрегат, выполненный по схеме: 1ЦВД+1ЦСД+1ЦНД (рис. 22).

ЦВД состоит из 12 ступеней левого вращения, первая из которых – регулирующая, ЦСД – из 11 ступеней правого вращения. ЦНД – двухпоточный, имеет по четыре ступени в каждом потоке левого и правого вращения, третья ступень является регулирующей.

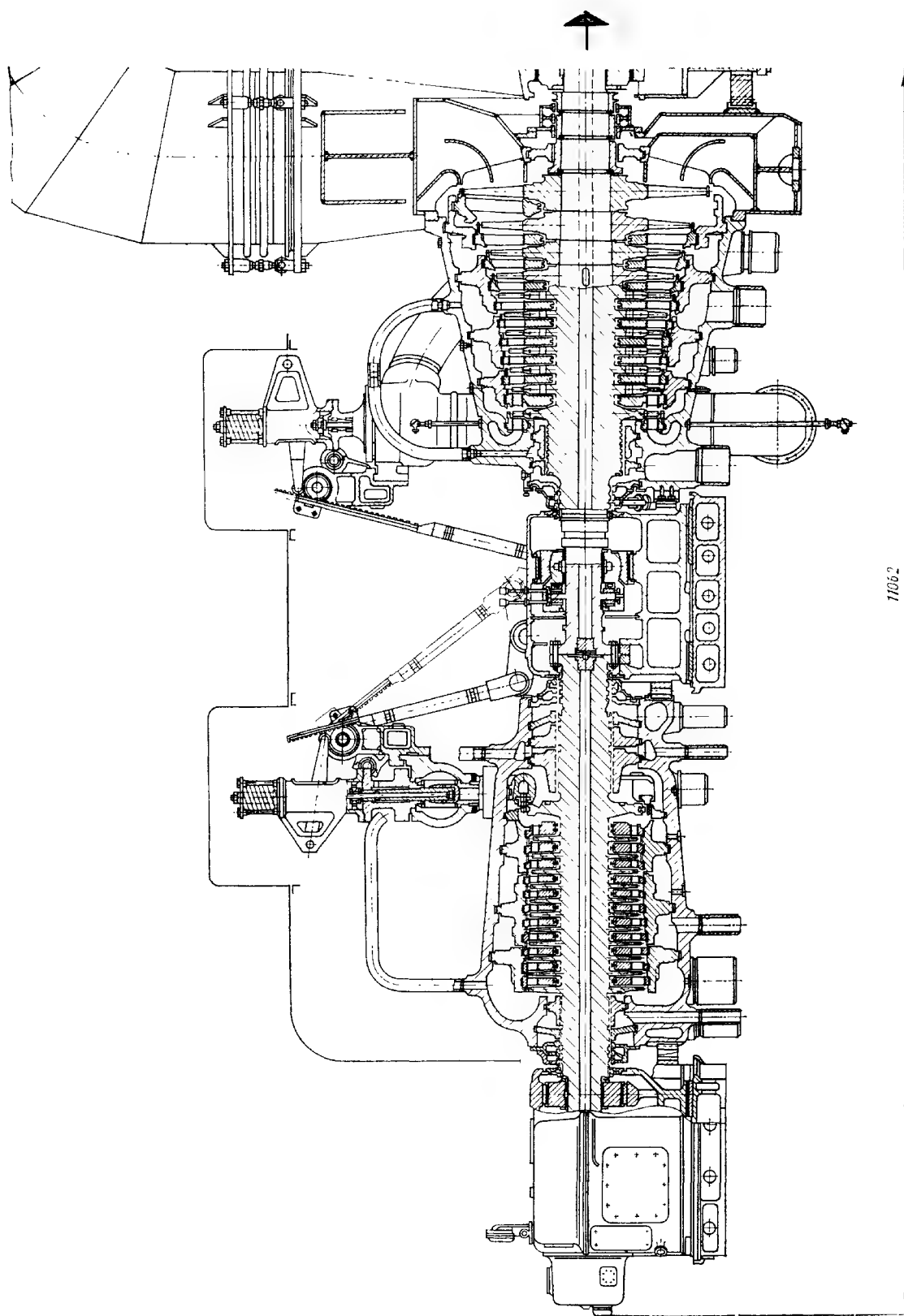


Рис. 22. Продольный разрез паровой турбины Т-180/210-130 (начало)

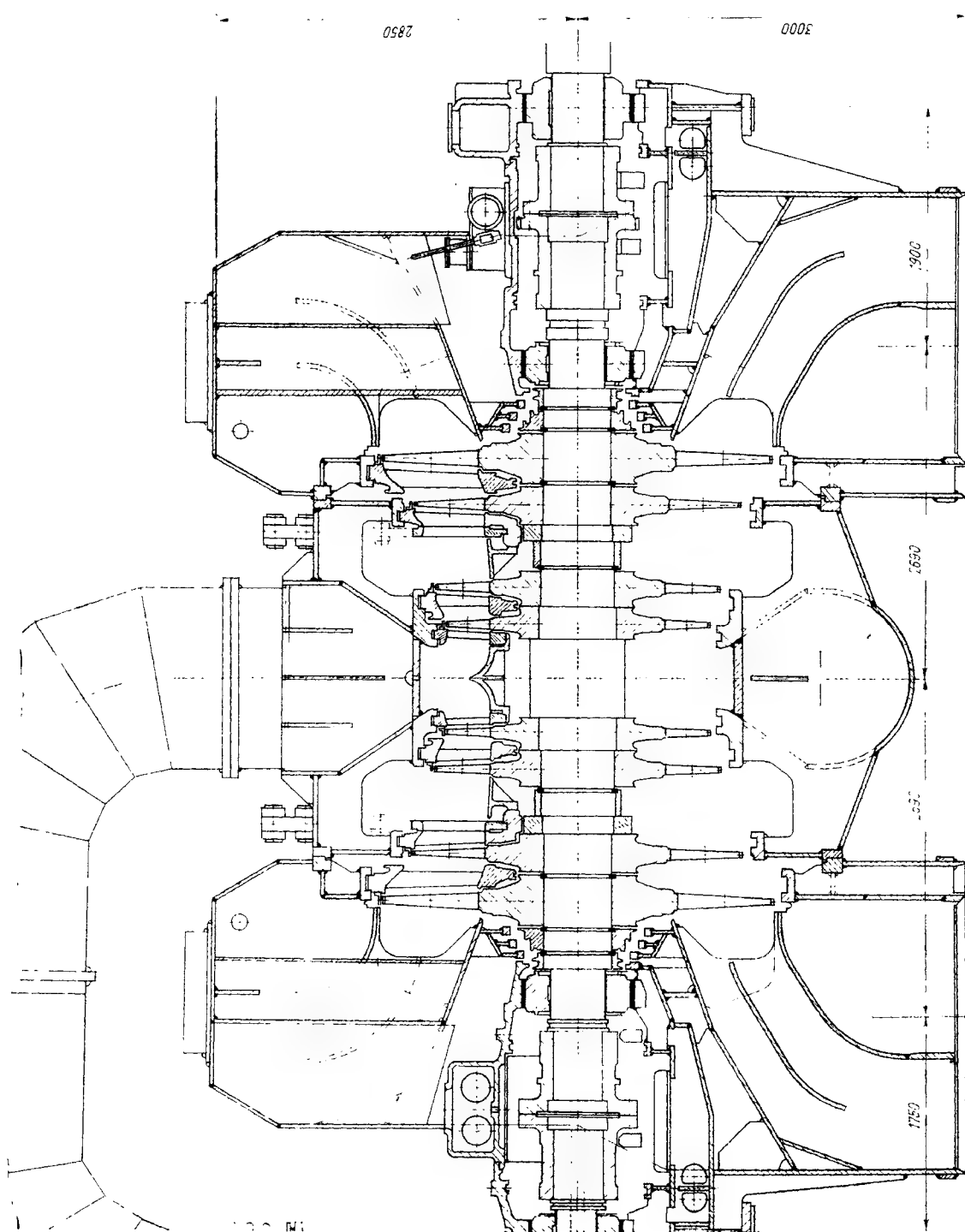


Рис. 22. Продольный разрез паровой турбины Т-180/210-130 (окончание)

Ротор высокого давления – цельнокованный. В роторе среднего давления первые семь ступеней откованы заодно с валом, четыре последних – насадные. Ротор низкого давления состоит из вала, на котором насажены восемь дисков.

Роторы высокого и среднего давлений соединены между собой жестко с помощью муфт, откованных заодно с роторами, и имеют средний подшипник (опорно-упорный). Роторы среднего и низкого давлений и генератора соединены жесткими муфтами. Роторы турбины выполнены гибкими.

Регулирование в данных турбинах – сопловое. Свежий пар подводится к двум, отдельно стоящим стопорным клапанам, из которых пар поступает по перепускным трубам в четыре паровые коробки регулирующих клапанов, вваренные в переднюю часть ЦВД.

Паровпуск ЦВД находится со стороны среднего подшипника. После ЦВД пар направляется в промежуточный перегреватель, а затем возвращается в турбину через стопорные и регулирующие клапаны ЦСД. Регулирующие клапаны ЦСД установлены непосредственно на цилиндре.

После ЦСД часть пара идет в верхний отопительный отбор, остальная часть по двум перепускным трубам поступает в двухпоточный ЦНД. Пройдя две ступени ЦНД в каждом потоке, часть пара идет в нижний отопительный отбор, остальная часть направляется через последующие две ступени левого и правого потоков, а затем в конденсатор.

В камере нижнего отопительного отбора за 2-й ступенью левого и правого потоков установлены две регулирующие диафрагмы с поворотными кольцами, которые регулируют пропуск пара через 3-ю и 4-ю ступени ЦНД.

Конструкция ЦНД одинакова для обеих модификаций турбины; в ней меняется только длина лопаток в последней ступени.

Фикспункт турбины расположен на боковых рамах передней части ЦНД.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим ротор турбины с частотой вращения 3,4 об/мин. Привод валоповоротного устройства – электрический с автоматическим пуском со щита управления.

Пуск турбины на скользящих параметрах пара допускается из холодного и различной степени неостывшего состояний.

Для сокращения времени прогрева турбины и улучшения условий пуска предусматривается паровой обогрев фланцев и шпилек горизонтального разъема и подвод свежего пара на переднее уплотнение ЦВД и ЦСД.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора генератора 3000 об/мин.

Допускается длительная работа турбины с номинальной мощностью при отклонениях частоты тока в сети в пределах 49–60,5 Гц.

Регулирование и защита. Турбина имеет электрогидравлическую САР, а также устройства защиты, обеспечивающие работу и останов турбины при возникновении аварийных нарушений режима ее работы. САР поддерживает частоту вращения ротора турбогенератора и давление в регулируемом отборе пара воздействием регуляторов скорости и давления на органы паровпуска – регулирующие клапаны ЦВД и поворотные диафрагмы ЦНД турбины.

Предусматривается возможность работы турбины в следующих режимах: конденсационном; с обеспечением автономности поддержания нагрузки и давления в регулируемом отборе пара; работы по тепловому графику с фиксированным положением поворотной диафрагмы и работы по тепловому графику с возможностью пропуска пара в конденсатор для поддержания заданной температуры охлаждающей воды, поступающей в трубную систему конденсатора.

Управление регуляторами скорости, давления и сервомоторами паровпускных органов осуществляется посредством последовательных гидравлических усилителей.

Бесшарнирный регулятор скорости всережимного действия, расположенный на оси ротора турбины, поддерживает частоту вращения с неравномерностью около 4 % от номинальной.

Механизм управления турбиной (МУТ) используется: для зарядки органов защиты от повышения частоты вращения, для управления сервомоторами автоматических затворов и органами паровпуска, изменения частоты вращения и нагрузки. С помощью единого органа – механизма управления, имеющего как ручной, так и дистанционный привод, производится управление турбиной при пуске, синхронизация генератора при любой аварийной частоте в системе, изменение нагрузки, а также испытание регулятора безопасности повышением частоты вращения.

Регулятор давления сильфонной конструкции имеет механизм управления ручного и дистанционного действия для изменения величины давления в камере регулируемых теплофикационных отборов: верхний – 0,059–0,196 МПа, нижний 0,49–0,147 МПа. Имеются дистанционный указатель положения механизма управления и конечные выключатели для сигнализации о его крайних положениях. Связанность и автономность регулирования осуществляются в специальном органе – суммирующих золотниках.

При работе по тепловому графику сильфонный регулятор давления отключается, и давление в отборе поддерживается электронным регулятором давления, действующим на электродвигатель МУТ.

С помощью сервомотора поворотных диафрагм меняется положение диафрагм на требуемый режим работы турбины.

ЭЧСР состоит из двух устройств: электроприставки и регулятора мощности.

В электроприставке имеются блоки, обеспечивающие форсированное закрытие органов паровпуска турбины при сбросе нагрузки воздействием через электрогидравлический преобразователь, в результате чего повышается максимальная частота вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки с генератора не более, чем до 109 % от номинального значения. Кроме того, в электроприставке имеются блоки, формирующие импульсы, необходимые для кратковременной разгрузки турбины по сигналам противоаварийной автоматики энергосистем, а также быстродействующий ограничитель, поддерживающий заданную в послеаварийном режиме мощность и использующий обратную связь по мощности турбины.

Регулятор, воздействующий на электродвигатель механизма управления турбиной, поддерживает заданную мощность турбины при постоянной частоте и с учетом отклонения давления свежего пара от номинального значения. Система поддерживает давление не ниже минимально допустимой величины. Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,5 \pm 0,5)$ %. Регулятор мощности дает возможность изменять статизм от 2,5 до 6 %. Нечувствительность гидравлической части системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,3 %. Путем корректирующего воздействия регулятора мощности обеспечивается уменьшение нечувствительности всей системы регулирования до 0,06 %.

Для защиты турбины от недопустимого возрастания частоты вращения имеется регулятор безопасности, у которого два центробежных бойка астатически срабатывают при достижении частоты вращения в пределах (111–112) %. Кроме того, имеется дополнительная защита на блоке золотников регулятора скорости, срабатывающая при повышении частоты вращения до 114,5 % от номинальной. Испытание бойков может произво-

даться как повышением частоты вращения, так и без него – подводом масла. Посадка бойков происходит при частоте вращения выше 101 % от номинальной (50 с^{-1}).

Сервомоторы автоматических затворов свежего пара и пара после промежуточного перегрева имеют приспособления для испытания каждого из них поочередно на частичное и полное закрытия с помощью имеющегося ограничителя мощности в особых случаях эксплуатации может быть ограничено открытие клапанов свежего пара.

Имеются дублирующие друг друга два электромагнитных выключателя (ЭМВ), срабатывающих от защит турбогенератора, блока и от ключа на щите управления. ЭМВ расположены на турбине и имеют кнопки ручного отключения турбины, которые быстро закрывают сервомоторы автоматических затворов и регулирующих органов паровпуска. Воздействие бойков дополнительной защиты и ЭМВ производится на двух дублирующих друг друга золотниках регулятора безопасности.

При закрытии сервомоторов автоматических затворов отключается генератор и принудительно закрываются обратные клапаны на линиях отборов.

Система контроля и управления турбиной обеспечивает: контроль параметров работы оборудования, определяющих надежность и эффективность эксплуатации турбоустановки; регистрацию основных параметров, знание которых необходимо для последующего анализа работы оборудования и тенденцию изменения которых необходимо знать в процессе управления установкой; аварийную, предупредительную и технологическую сигнализацию; дистанционное управление оборудованием турбоустановки во всех режимах пуска, останова и работы под нагрузкой; автоматическую стабилизацию ряда параметров работы и поддержания заданных значений, постоянно требующихся в процессе эксплуатации, автоматическую защиту турбины и вспомогательного оборудования.

Управление турбинным оборудованием централизовано и ведется из помещения блочного управления. На местах предусматривается выполнение только отдельных подготовительных операций перед пуском турбины и различных наладочных работ, а также периодический осмотр работающего оборудования обходчиком.

Система контроля и управления выполняется на базе современных электрических приборов и аппаратуры.

Система маслоснабжения. Гидравлическая часть САР и система смазки подшипников работают на масле марки Тп-22С ТУ 38.101821–83.

Давление масла в САР – 1,96 МПа, в системе смазки – 0,09 МПа. При работе турбины масло подается главным масляным насосом центробежного типа, размещенным на оси ротора турбины.

В систему смазки масло подается двухступенчатым инжектором. Первая ступень инжектора питает всасывающую линию главного насоса, с давлением около 0,09 МПа для предотвращения отклонений режима. С той же целью в линию всасывания направлены сбросы масла из поршневых камер, главных сервомоторов регулирующих клапанов и поворотных диафрагм.

Вторая ступень инжектора увеличивает давление до уровня, достаточного для преодоления сопротивления маслоохладителей и маслопроводов. Давление масла в системе смазки поддерживается на отметке редукционным клапаном.

Для пуска турбины имеется электронасос с напорным давлением 1,96 МПа, используемый также для гидравлических испытаний системы. Имеются насос смазки с двигателем переменного тока и аварийный насос с двигателем постоянного тока. При снижении давления смазки автоматически от реле падения давления смазки (РПДС) включаются резервный и аварийный насосы. РПДС периодически испытываются во время работы турбины. При снижении давления масла ниже допустимого предела турбина отключается посредством подачи сигнала от РПДС на ЭМВ.

Емкость масляного бака составляет 28 м^3 . Указатель уровня масла в баке имеет контакты для подачи световых сигналов при минимальном и максимальном уровнях. В баке имеются сетчатые фильтры, конструкция которых позволяет производить их очистку во время работы турбины. Фильтр тонкой очистки масла от механических примесей обеспечивает непрерывную фильтрацию части расхода масла в систему регулирования и смазки. Для охлаждения масла имеется три маслоохладителя, включенных по маслу и воде параллельно. Допускается возможность отключения одного маслоохладителя для очистки при работе турбины.

Конденсационная установка турбины состоит из поверхностного конденсатора, конденсатных насосов, основных и пусковых эжекторов для удаления воздуха из конденсатора и водяных камер, циркуляционных насосов.

Конденсатор – двухходовой, с общей поверхностью теплопередачи 9000 м^2 , предназначен для работы на пресной охлаждающей воде с расходом $6,1 \text{ м}^3/\text{с}$ и давлением $0,34 \text{ МПа}$. Через встроенную часть поверхности конденсатора может быть пропущена сетевая или подпиточная вода с наибольшим расходом $2,02 \text{ м}^3/\text{с}$ и давлением $0,7 \text{ МПа}$. По охлаждающей сетевой или подпиточной воде конденсатор – однопоточный, разделен на два отсека, позволяющих осуществить конденсацию пара при разных давлениях, соответствующих температурам последовательно пропускаемой через отсеки воды. Конденсатор имеет устройства: для отбора проб конденсата из четырех мест у основных досок; приема постоянной добавки обессоленной воды (до $27,7 \text{ кг/с}$); два приемных устройства пара, поступающего от БРОУ (до $69,4 \text{ кг/с}$); для приема воды из котла при растопке в количестве $55,5 \text{ кг/с}$; для регулирования уровня отводимого конденсата из отсека корпуса с наибольшим давлением конденсации. Точность поддержания уровня $\pm 200 \text{ мм}$ вод. ст. на высоте 300 мм от низа корпуса. Содержание кислорода в конденсаторе при нормальных присосах воздуха в конденсатор около 50 м кг/кг .

Конденсатор транспортируется отдельными блоками. Сварка блоков, набор и развальцовка трубок производятся при монтаже.

Для отсоса паровоздушной смеси из конденсатора предусмотрены два пароструйных эжектора типа ЭП-3-700-1. Пусковые эжекторы типа ЭП-1-1100-1. Конденсат откачивается насосами типа КСВ-500-85 1-й ступени и насосами типа КСВ-320-160-2 2-й ступени подъема. Для срыва вакуума предусмотрена задвижка с электроприводом, управляемая со щита.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ступени ПНД, три ступени ПВД и деаэрактор.

Принципиальная тепловая схема турбоустановка приведена на рис. 21.

ПНД № 1, 2, 3, 4 и ПВД № 1, 2, 3 – поверхностного типа, вертикальные. Каждый подогреватель снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата греющего пара из подогревателя, управляемым электронным регулятором. ПВД имеют встроенные охладители дренажа и охладители греющего пара.

Установка для подогрева сетевой воды включает два сетевых подогревателя ПСГ-1 и ПСГ-2, сальниковый бойлер (СБ), конденсатные насосы и воздухоудаляющее устройство.

Сетевые подогреватели представляют собой поверхностные горизонтальные пароводяные теплообменные аппараты. Поверхность теплообмена каждого подогревателя образована прямыми трубками, развальцованными в трубных досках, и составляет 5000 м^2 .

Подогреватели по воде рассчитаны на давление $0,78 \text{ МПа}$ и номинальный расход сетевой воды $1666,6 \text{ кг/с}$.

Конденсатные насосы установлены для откачки конденсата из конденсаторных сетевых подогревателей и подачи его в магистраль основного конденсата соответственно до и после ПНД № 2. Для ПСГ-1 и ПСГ-2 устанавливается по два насоса.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектуемого оборудования турбоустановки входят:

паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим стопорным клапаном, обшивкой турбины;

внутритурбинные трубопроводы;

бак масляный, маслоохладитель;

эжекторы основной, пусковой системы отсоса из уплотнений;

регенеративная установка, включающая подогреватели поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;

установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном; насосы и электрооборудование паротурбинной установки;

конденсаторная группа с задвижками на входе, выходе и на перемычке охлаждающей воды.

Таблица 33

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	180 КЦС-1
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-350-16-7-I
	ПНД-2	ПН-350-16-7-II
	ПНД-3	ПН-350-16-7-III
	ПНД-4	ПН-350-16-7-III
Деаэратор	Д	ДП-1000/100
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-775-265-13
	ПВД-2	ПВ-775-265-31
	ПВД-3	ПВ-775-265-45
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСГ-5000-3,5-8
	ПС-2	ПСГ-5000-3,5-8
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	—	МП-165-150-II
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-500-85
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	КСВ-320-160
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-50-110
Питательные насосы	ПЭН	ПН-780-200

2.5. Паротурбинные установки Т-250/300-240-3 и Т-260/300-240

Теплофикационные паровые турбины с отопительным отбором пара Т-250/300-240-3 и Т-260/300-240 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) с начальным давлением пара 23,5 МПа предназначены для непосредственного привода электрического генератора ТВВ-320-293 с частотой вращения ротора 50 с⁻¹ и отпуска тепла для нужд отопления.

При заказе турбин, а также в другой документации их следует обозначать «Турбина паровая Т-250/300-240-3 ТУ 108-1017-81», «Турбина паровая Т-260/300-240». Турбины соответствуют требованиям ГОСТ 3618-85, ГОСТ 24276-85 и ГОСТ 26948-86.

Таблица 34

Номинальные значения основных параметров турбины

Параметры	Т-250/300-240	Т-260/300-240
1. Мощность, МВт		
номинальная	250	260
максимальная	300	300
2. Начальные параметры пара:		
давление, МПа	23,5	23,5
температура, °С	540	540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева:		
давление, МПа	3,68	3,68
температура, °С	540	540
4. Тепловая нагрузка, ГДж/ч	1465	1465
5. Максимальный расход свежего пара, т/ч	980	980
6. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа:		
в верхнем отборе (включены оба отопительных прибора)	0,059–0,196	0,059–0,196
в нижнем (верхний отопительный отбор отключен)	0,049–0,147	0,049–0,147
7. Температура воды, °С		
питательной	263	263
охлаждающей	20	20
8. Расход охлаждающей воды, т/ч	28000	28000
9. Давление пара в конденсаторе при конденсационной мощности 250 МВт, кПа	5,8	5,8

Турбины имеют одинаковое конструктивное исполнение. Приведенное здесь описание относится к турбине Т-250/300-240-3.

Турбина имеет два отопительных отбора пара – нижний и верхний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды. При ступенчатом подогреве сетевой воды паром двух отопительных отборов регулирование поддерживает заданную температуру сетевой воды за верхним сетевым подогревателем. При подогреве сетевой воды паром только нижнего отопительного отбора температура сетевой воды поддерживается за нижним сетевым подогревателем.

Номинальная суммарная тепловая нагрузка отопительных отборов обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара; номинальной температуре пара промежуточного перегрева; номинальной температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор; полностью включенной регенерации; количестве воды, подогреваемой в ПВД, равном 100 % расхода пара на турбину; при работе турбоустановки по схеме со ступенчатым подогревом сетевой воды в сетевых подогревателях и минимальном количестве пара, поступающего в конденсатор.

Мощность турбины при этом зависит от температуры подогрева сетевой воды и при пропуске ее через сетевые подогреватели около 7000 т/ч составляет: 255 МВт при подогреве от 35 до 85 °С; 253 МВт при подогреве от 42 до 91 °С; 250 МВт при подогреве от 45 до 95 °С.

Максимальная температура подогрева сетевой воды при расходе свежего пара 900–980 т/ч составляет около 118 °С.

Данные по регенеративным отборам пара и отбору пара на турбопривод приведены в табл. 35.

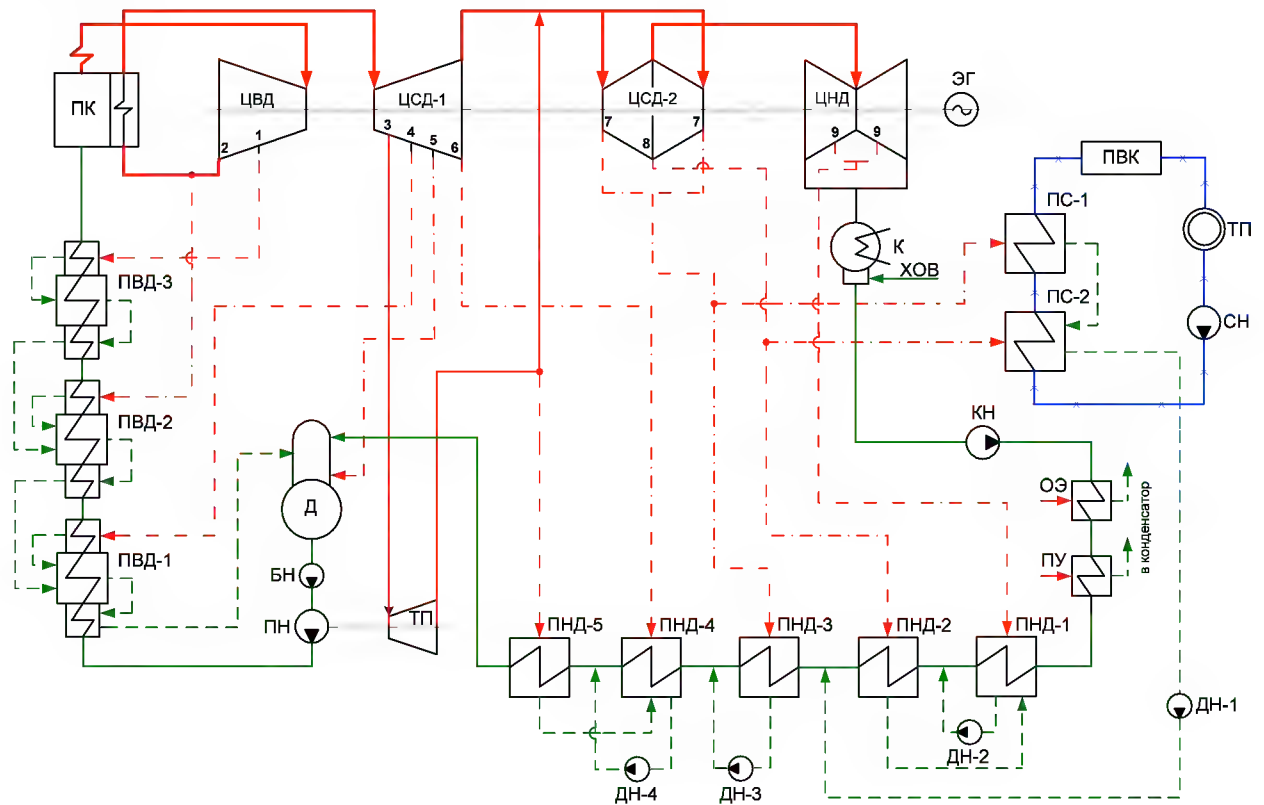


Рис. 23. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Т-250/300-240-3

Таблица 35

Параметры пара в камере отбора

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	5,62	342	48,2
ПВД № 2	4,06	302	92,8
Турбопривод	2,50	488	151
ПВД № 1	1,72	436	35,5
Деаэратор	0,976	361	16,5
ПНД № 5	0,544	348	17,0 + 13,2
ПНД № 4	0,395	278	14,1
ПНД № 3	0,284	229	38,9
ПНД № 2	0,093	128	16,3
ПНД № 1	0,027	68	2,5

Примечание. Приведенные данные соответствуют работе турбины на теплофикационном режиме.

Турбина имеет девять нерегулируемых отборов пара (см. рис. 23), предназначенных для подогрева питательной воды в ПНД № 1, 2, 3, 4 и 5, деаэраторе и ПВД № 1, 2, 3 до температуры 263 °С (при номинальной нагрузке турбины) и один нерегулируемый отбор для питания приводной турбины главного питательного насоса (турбопривода).

ПНД № 2 и 3 питаются паром из отопительных отборов.

Максимальная мощность турбины 300 МВт достигается при включенных отопительных отборах, отсутствии нерегулируемых отборов сверх отборов на регенерацию, полностью включенной регенерации, расходе охлаждающей воды через конденсатор 28000 м³/ч с температурой 20 °С на входе.

При частичных отопительных нагрузках мощность турбины в зависимости от величины отопительной нагрузки изменяется от 250 до 300 МВт.

Предусмотрена возможность работы турбины по тепловому графику с минимальным пропуском пара в конденсатор с конденсацией этого пара циркуляционной водой при ее пропуске через всю поверхность охлаждения или только через встроенный пучок.

Работа по тепловому графику возможна также при охлаждении конденсатора подпиточной водой, в том числе сырой, подаваемой только во встроенный пучок. При этом тепло пара, поступающего в конденсатор, используется для подогрева подпиточной воды и тепловая нагрузка турбины увеличивается.

Одновременный пропуск подпиточной воды через встроенный пучок и циркуляционной воды через основную поверхность конденсатора возможен при разности температур подпиточной и циркуляционной воды на входе не более 20 °С.

Минимальное количество пара, поступающего в конденсатор при закрытых затяжках на ресиверах подвода пара в ЧНД и охлаждении ЧНД за счет подачи пара через охлаждающее устройство, равно 25–30 т/ч.

Допускается длительная работа турбины при следующих изменениях значений основных параметров:

давления свежего пара от 23,046 до 24,026 МПа;

температуры свежего пара от 530 до 545 °С;

температуры пара после промежуточного перегрева от 530 до 545 °С;

температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор до 33 °С.

Работа турбины с температурой охлаждающей воды выше 33 °С допускается при условиях, исключающих расход пара в конденсатор сверх допустимой на данном режиме величины.

В турбине допускается:

общее число пусков за весь срок службы до 600, из них не более 100 пусков из холодного состояния;

число глубоких плановых разгрузок в диапазоне допустимых нагрузок до 250 в год;

изменение нагрузки при установившемся режиме на 25 %;

скорость набора нагрузки после останова на выходные дни (24–55 ч) не менее 0,7 % от номинальной мощности в минуту;

скорость набора нагрузки после останова на ночь без расхолаживания не менее 1 % в минуту;

скорость набора тепловой нагрузки не менее 3 % от номинальной в минуту.

Фикспункт турбины расположен на оси турбины, в точке ее пересечения с осевой линией поперечных шпонок боковых опор выхлопной части, расположенных со стороны ЧСД. Расширение турбины происходит как в сторону переднего подшипника, так и в сторону генератора.

Турбина снабжена валоповоротным устройством с приводом от электродвигателя, вращающим ротор с частотой вращения ≈ 4 об/мин.

Имеется устройство, обеспечивающее автоматический поворот ротора остывающей турбины через каждые 15 мин на 180° .

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновальный агрегат, состоящий из четырех цилиндров и выполненный по схеме: 1ЦВД + 2ЦСД (ЦСД-I и ЦСД-II) + 1ЦНД (рис. 24).

Свежий пар подводится к двум отдельным блокам клапанов. Каждый блок представляет собой комбинацию одного стопорного и трех регулирующих клапанов и обслуживает три группы сопел. Пар от регулирующих клапанов по десяти трубам подводится к четырем сопловым коробкам.

ЦВД – двухстенный, противоточный, имеет 12 ступеней, в том числе одну одновальную регулируемую ступень и пять ступеней давления в левом потоке. Пройдя левый поток, пар совершает поворот на 180° и направляется между наружными и внутренними корпусами в ступени правого потока, в котором установлено шесть ступеней.

Парораспределение ЦСД осуществляется двумя блоками отсечных и регулирующих клапанов.

ЦСД-I – однопоточный, одностенный с четырьмя обоймами, имеет десять ступеней давления. Из него пар давлением 0,539 МПа поступает в двухпоточный ЦСД-II, в каждом потоке которого имеется шесть ступеней, из которых четыре ступени предшествуют верхнему отопительному отбору, и две – расположены между верхним и нижним отопительными отборами. После ЦСД-II часть пара может направляться в нижний отопительный отбор, а оставшийся пар идет в ЦНД.

ЦНД – двухстенный, двухпоточный, в каждом потоке размещено по три ступени, в том числе первая – регулирующая. Пропуск пара в ЦНД регулируется поворотными регулирующими диафрагмами.

Длина рабочей лопатки последней ступени равна 960 мм, средний диаметр рабочего колеса этой ступени – 2390 мм.

Роторы ЦВД и ЦСД-I – цельнокованные, роторы ЦСД-II и ЦНД имеют насадные диски. Ротор ЦВД соединяется с ротором ЦСД-I с помощью жесткой муфты. Эти роторы имеют три опоры, каждый из остальных роторов – по две опоры. Ротор ЦСД-II соединяется с ротором генератора с помощью жесткой муфты.

В предпоследние отсеки уплотнений из двух коллекторов подается пар под давлением несколько выше 0,098 МПа с температурой не менее 140°C . Давление в коллекторах автоматически поддерживается электронными регуляторами, коллекторы питаются паром из бака деаэратора.

С целью обеспечения пуска турбины из горячего состояния и повышения ее маневренности во время работы под нагрузкой температура пара, подаваемого в уплотнения ЦВД и ЦСД-I, может быть повышена за счет подмешивания горячего пара от штоков клапанов или от постороннего источника. Из последних отсеков уплотнений паровоздушная смесь отсасывается эжектором отсоса из уплотнений.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек ЦВД и ЦСД-I.

Пуск турбины из различных тепловых состояний (от подачи пара в турбину до взятия номинальной нагрузки) может быть произведен за время, указанное ниже:

из холодного состояния	6 ч 30 мин;
после 8 ч простоя	2 ч 30 мин;
после 24 ч простоя	2 ч 50 мин;
после 48 ч простоя	3 ч 20 мин.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек ЦВД и ЦСД-I.

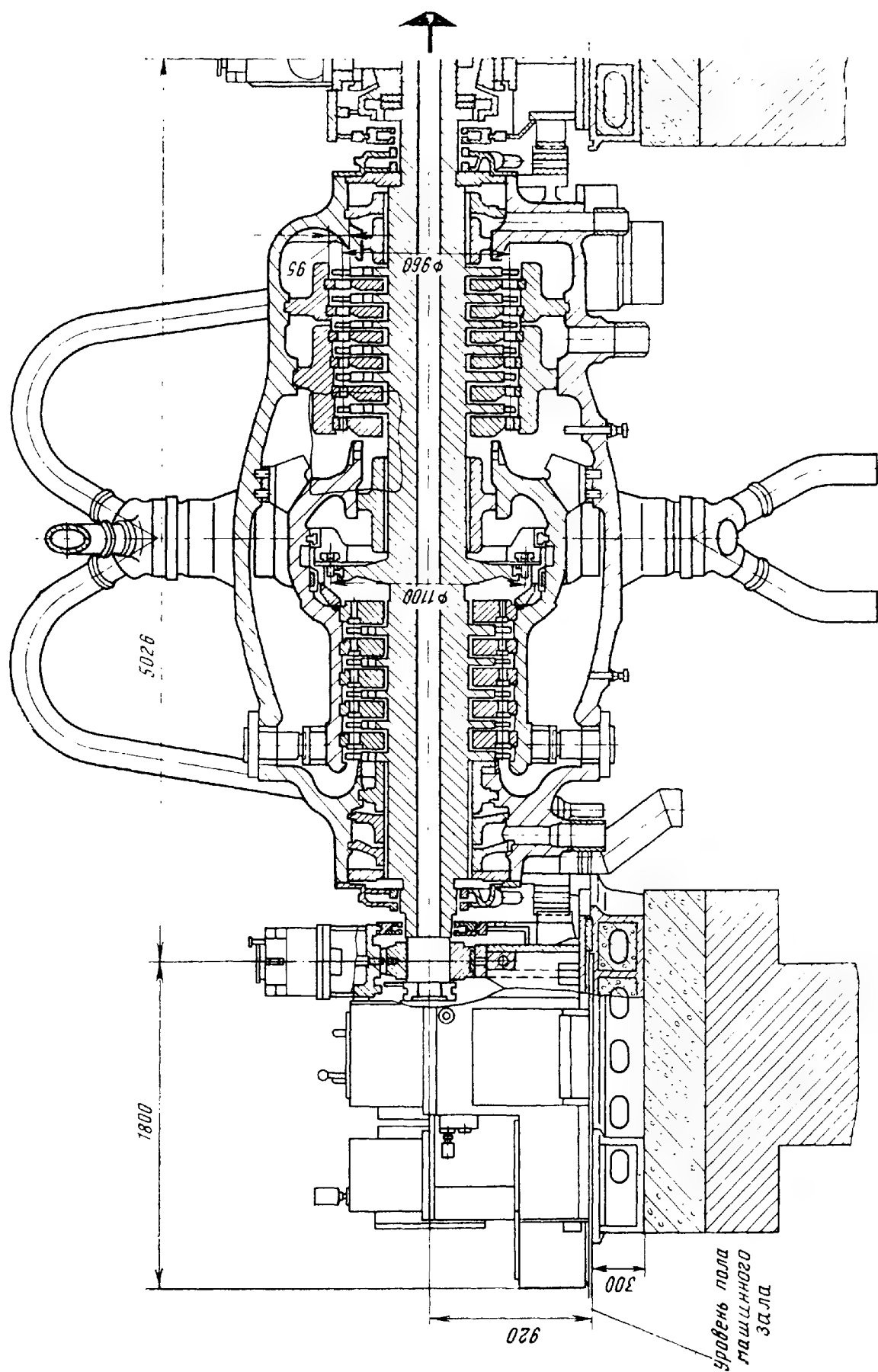


Рис. 24. Продольный разрез паровой турбины Т-250/300-240-3 (начало)

Рис. 24. Продольный разрез паровой турбины Т-250/300-240-3 (продолжение)

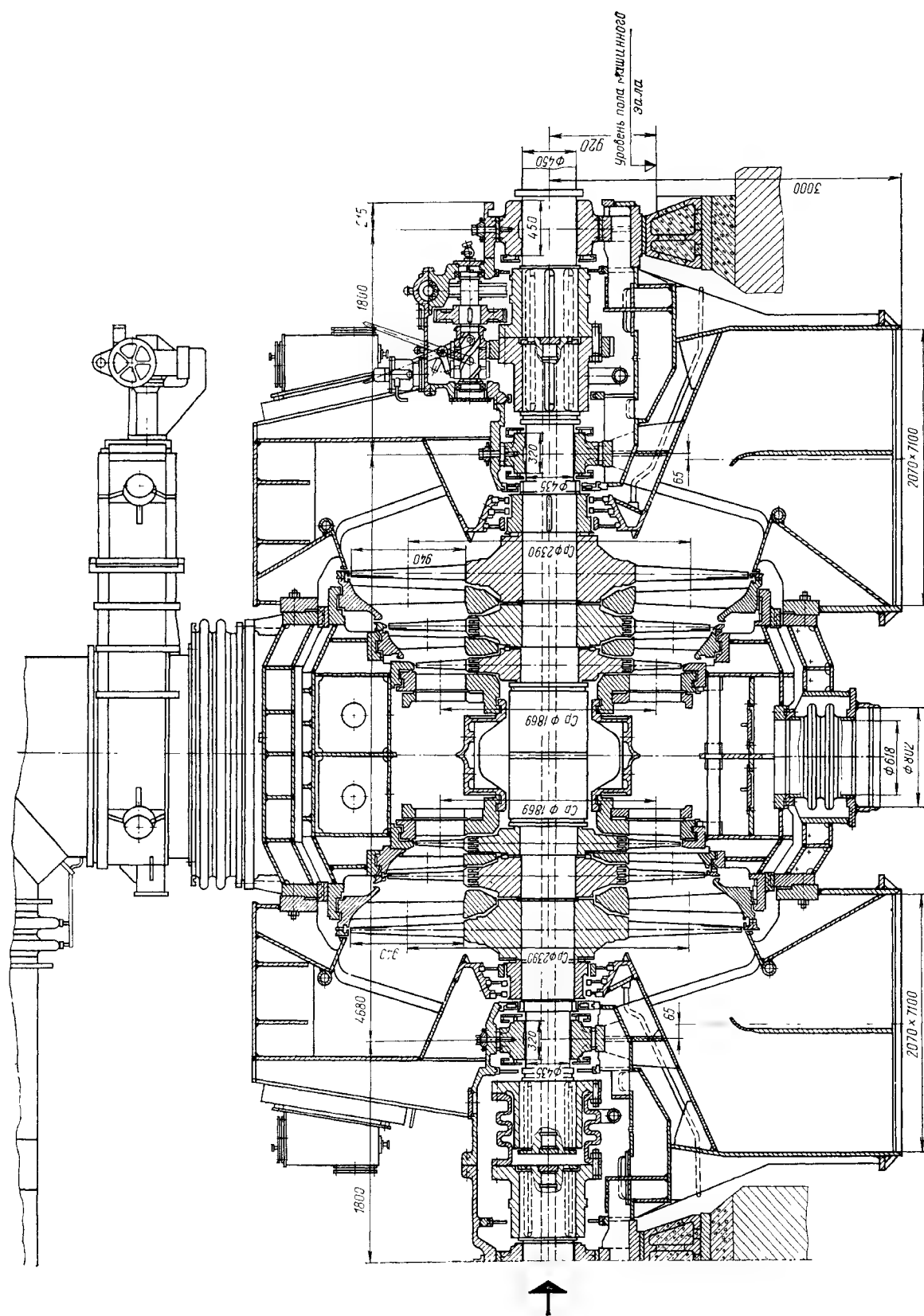


Рис. 24. Продольный разрез паровой турбины Т-250/300-240-3 (окончание)

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора 50 с⁻¹.

Регулирование и защита. Турбина снабжена электрогидравлической системой автоматического регулирования, предназначенной для поддержания в заданных пределах в зависимости от режима работы турбины, частоты вращения ротора турбогенератора, давления пара (температуры сетевой воды) в одном из отопительных отборов или тепловой нагрузки турбины.

Система регулирования выполнена статически автономной с гидравлическими передаточными связями. При мгновенном сбросе электрической нагрузки с генератора система регулирования турбины ограничивает возрастание частоты вращения ротора величиной, которая менее уровня настройки автомата безопасности.

Запроектированные системы автоматики допускают применение вызывной системы управления и измерения, управляющей вычислительной машины и автомата пуска.

Турбоустановка имеет устройства защиты, предупреждающие аварийную ситуацию путем воздействия на органы управления оборудованием с одновременной подачей сигнала. Гидравлический регулятор частоты вращения предназначен для поддержания частоты вращения ротора турбины с неравномерностью $(4,5 \pm 0,5) \%$ от номинальной.

Регулятор частоты вращения имеет ограничитель мощности, предназначенный в нужных случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов регулятором. Турбина снабжена регулятором мощности, поддерживающим электрическую нагрузку турбины.

Для защиты турбины от недопустимого нарастания частоты вращения в случае неисправности системы регулирования служит автомат безопасности с двумя независимыми бойками кольцевого типа, которые настроены на мгновенное срабатывание при достижении ротором частоты вращения в пределах 11–12 % сверх номинальной.

Турбина снабжена регулятором отбора, который автоматически поддерживает температуру сетевой воды на установленном уровне. Регулятор отбора содержит гидравлический регулятор давления, выполняющий защитные функции, и электронный регулятор температуры, обеспечивающий автоматическое поддержание температуры сетевой воды с точностью $\pm 0,5$ °С.

При работе турбины по электрическому графику температура сетевой воды поддерживается за счет изменения расхода пара через турбину, определяемого открытием клапанов ЦВД и регулирующих диафрагм, установленных за 28-й ступенью.

Турбоустановка снабжается системами контроля, сигнализации и дистанционного управления, позволяющими производить пуск, останов и управление работающей турбоустановкой с дистанционного щита управления и выполнение отдельных операций на месте.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников турбины, генератора, питательного турбонасоса и питательного электронасоса маслом марки Тп-22С ТУ 38.101. 821-83.

В баке емкостью 66 м³ установлены фильтры и воздухоотделительное устройство. Бак снабжен указателями уровня, имеющими показания по месту и дистанционное. Для подачи масла в систему смазки предусмотрены два электронасоса переменного тока (один резервный) и два электронасоса постоянного тока (аварийные).

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, конденсатные и циркуляционные насосы, эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры.

Конденсаторная группа состоит из одного конденсатора со встроенным пучком общей площадью поверхности 1380 м² и предназначена для конденсации поступающего в него пара, создания разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата,

а также для использования тепла пара, поступающего в конденсатор, на режимах работы по тепловому графику для подогрева подпиточной воды во встроенном пучке.

Конденсатор представляет собой горизонтальный поверхностный пароводяной трехпоточный (по воде) теплообменный аппарат и рассчитан на работу в системе оборотного и прямоточного водоснабжения на пресной охлаждающей воде.

Конденсатор состоит из цельносварного корпуса, выполненного заодно с водяными камерами, и трех трубных пучков – двух основных и одного встроенного. Поверхность теплообмена всех пучков образована прямыми трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках.

Воздухоудаляющее устройство предназначено для обеспечения нормального процесса теплообмена в конденсаторе и теплообменных аппаратах, находящихся под разрежением, а также для быстрого набора вакуума при пуске турбоустановки и включает в себя два основных трехступенчатых и один пусковой одноступенчатый пароструйных эжектора.

Для отвода конденсата из конденсатосборников конденсатора и подачи его в блочную обессоливающую установку турбоустановка имеет три конденсатных насоса 1-й ступени, а для подачи конденсата в деаэратор – три конденсатных насоса, которые приводятся в действие электродвигателями переменного тока.

Циркуляционные насосы предназначены для подачи охлаждающей воды в конденсатор и маслоохладители турбины, а также в газоохладитель генератора.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и состоит из пяти ЦНД, деаэратора, трех ПВД. Установкой предусмотрено также использование тепла пара основных эжекторов и пара, отсасываемого из лабиринтовых уплотнений. Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена на рис. 23.

ПНД № 1, 2, 3, 4 и 5 – поверхностные, вертикальные, питаются паром из отопительных отборов. Конденсат греющего пара из ПНД № 5 сливается в ПНД № 4, а из ПНД № 4 откачивается сливным насосом в линию основного конденсата. Из ПНД № 3 конденсат подается по предвключенной схеме сливным насосом в линию основного конденсата. Из ПНД № 2 конденсат сливается в ПНД № 1, а из ПНД № 1 в линию основного конденсата. Для откачки конденсата из ПНД № 1 и ПНД № 3 установлено по одному насосу, для ПНД № 4 – два (один из которых резервный).

ПВД № 1, 2, 3 – вертикальные, поверхностного типа, предназначены для последовательного подогрева питательной воды после деаэратора. Конденсат греющего пара из ПВД № 3 и 2 сливается каскадно в ПВД № 1, а оттуда в деаэратор.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, сальниковый подогреватель, конденсатные и сетевые насосы. Конструкцией ПСГ предусматривается:

равномерная раздача пара вдоль трубного пучка, для чего в пароприемных патрубках установлены раздающие насадки;

компенсация тепловых расширений, для чего каждый подогреватель со стороны поворотной водяной камеры имеет линзовые компенсаторы;

ограничение выпара из сборника конденсата, для чего на сливе из корпуса установлены профильные насадки.

Площадь поверхности теплообмена подогревателей типа ПСГ-500-2,5-8-1 составляет 4950 м², соответственно их максимальная теплопроизводительность – 1465 и 963 кДж/ч.

Сальниковый подогреватель предназначен для отсоса пара из промежуточных камер лабиринтовых уплотнений турбины при работе ее по тепловому графику и ис-

пользования тепла этого пара для подогрева сетевой воды. Подогреватель представляет собой горизонтальный пароводяной теплообменный аппарат с цельносварным корпусом, выполненным заодно с водяными камерами, и центральным трубным пучком, образованным прямыми нержавеющей трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках.

Конденсатные насосы предназначены для откачки конденсата из сборников конденсата ПСГ и подачи его в магистраль основного конденсата после соответствующего ПНД или на обессоливание. Для ПСГ № 1 предназначено три насоса, для ПСГ № 2 – два насоса (один из которых является резервным).

Сетевые насосы 1-й ступени предназначены для подачи сетевой воды в ПСГ, а также для обеспечения необходимого подпора в подогревателях и на всасе сетевых насосов 2-й ступени. Сетевые насосы 2-й ступени устанавливаются после ПСГ и обеспечивают подачу воды потребителю.

Таблица 36

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К-14000-I
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-400-26-2-IV
	ПНД-2	ПН-400-26-7-II
	ПНД-3	ПН-400-26-7-II
	ПНД-4	ПН-400-26-7-II
	ПНД-5	ПН-400-26-7-I
Деаэратор	Д	ДП-1000/100
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-900-380-18
	ПВД-2	ПВ-1200-380-43
	ПВД-3	ПВ-900-380-66
Подогреватели сетевой воды	СП-1	ПСГ-5000-2,5-8-I
	СП-2	ПСГ-5000-3,5-8-I
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-250-8-0,5
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-1-1100-I
Маслоохладители	–	М-240М
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-500-85
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	КСВ-500-220
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-80-155
Конденсатные насосы сетевых подогревателей	СДН	КСВ-300-160
Питательные насосы	ПН	ПТН-1100-350

2.6. Паротурбинная установка ПТ-25-90/10

Теплофикационная паровая турбина ПТ-25-90/10 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) с промышленным и отопительными отборами пара номинальной мощностью 25 МВт, максимальной 30 МВт с начальным давлением пара 8,82 МПа предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-30-2 с частотой вращения 50 с⁻¹ и отпуска тепла для нужд производства и отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации, где ее следует обозначать «Турбина паровая ПТ-25-90/10 ТУ 108-948–64».

Турбина ПТ-25-90/10 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-25-90/10 приведены в табл. 37.

Таблица 37

Номинальные значения основных параметров турбины

	ПТ-25/30-90
1. Мощность, МВт	
номинальная	25
максимальная	30
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	8,83
температура, °С	535
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	111,3 (30,9)
4. Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч	
номинальный	70
максимальный	125
5. Давление производственного отбора, МПа	0,8–1,3
6. Максимальный расход свежего пара, т/ч	190
7. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа	
в верхнем	0,07–0,25
в нижнем	–
8. Температура воды, °С	
питательной	218
охлаждающей	20
9. Расход охлаждающей воды, т/ч	8000
10. Давление пара в конденсаторе, кПа	4,0

Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара: производственный с абсолютным давлением $(1,275 \pm 0,29)$ МПа и один отопительный отбор с абсолютным давлением в пределах 0,12–0,245 МПа. Регулирование давления отопительного отбора осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере отопительного отбора. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, контролируется.

Подогрев питательной воды осуществляется последовательно в ПНД, деаэраторе и ПВД. К подогревателям пар поступает из отборов турбины (см. рис. 25).

Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 38.

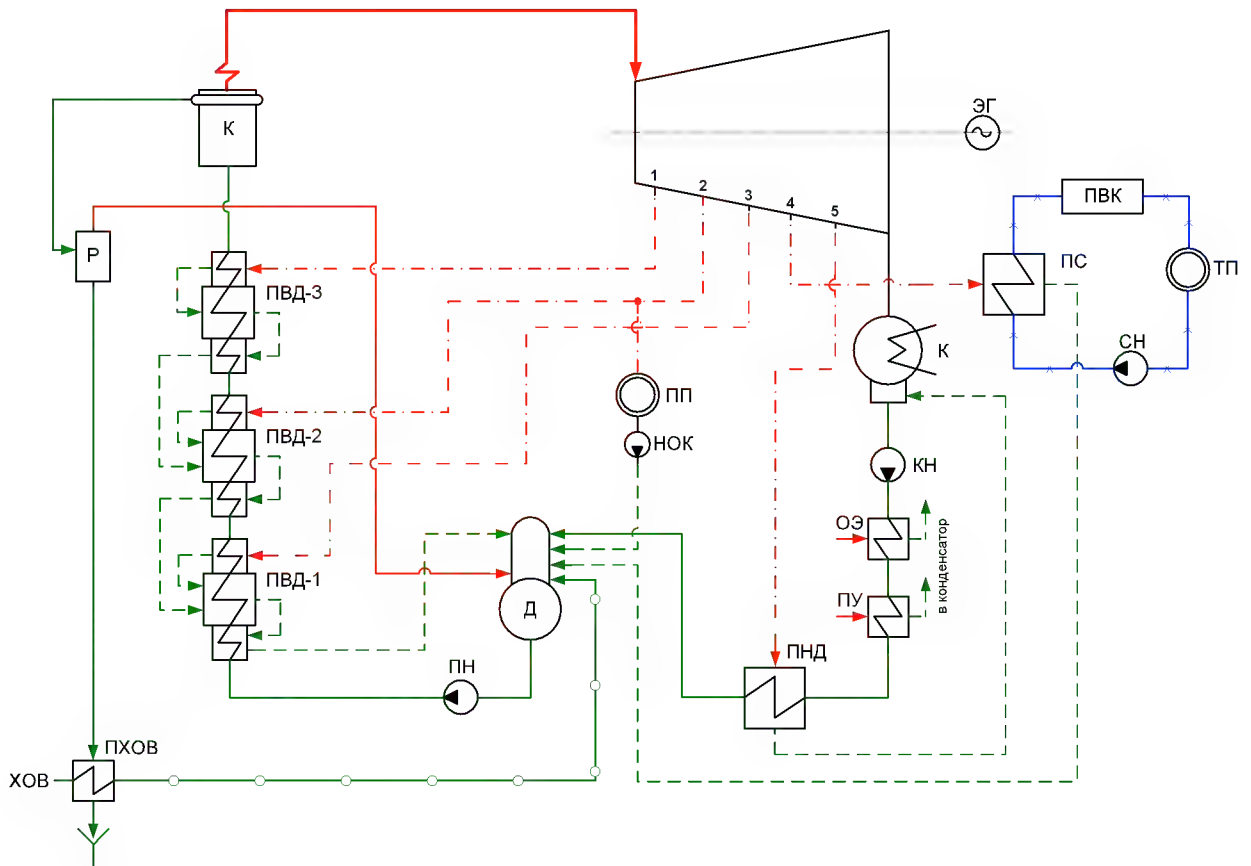


Рис. 25. Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-25-90/10

Таблица 38

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	2,20	335	12,7
ПВД № 2	1,3	280	13,4
ПВД № 1	0,344	170	5,4
Деаэрагор	0,12	144	2,1
ПНД № 1	0,07	104	3,4

Конструкция турбины. Турбина ПТ-25-90/10 представляет собой одновальный одноцилиндровый агрегат (рис. 26). Турбина – однокорпусная, проточная часть ее состоит из девятнадцати ступеней. Часть высокого давления состоит из двухвенечной регулирующей ступени и восьми ступеней давления. Диски этих ступеней изготовлены из одной поковки с валом. Часть среднего давления состоит из одновенечной регулирующей ступени и пяти ступеней давления. Часть низкого давления состоит из одновенечной регулирующей ступени и трех ступеней давления. Диски ступеней ЧСД и ЧНД – насадные.

Парораспределение турбины – сопловое: к соплам первой ступени пар поступает через четыре регулирующих клапана; четыре группы сопл ЧСД обслуживаются разгруженной поворотной диафрагмой, заменяющей четыре регулирующих клапана, а сопла ЧНД – поворотной диафрагмой, заменяющей два регулирующих клапана.

Ротор турбины – гибкий с критическим числом оборотов около 1800 об/мин.

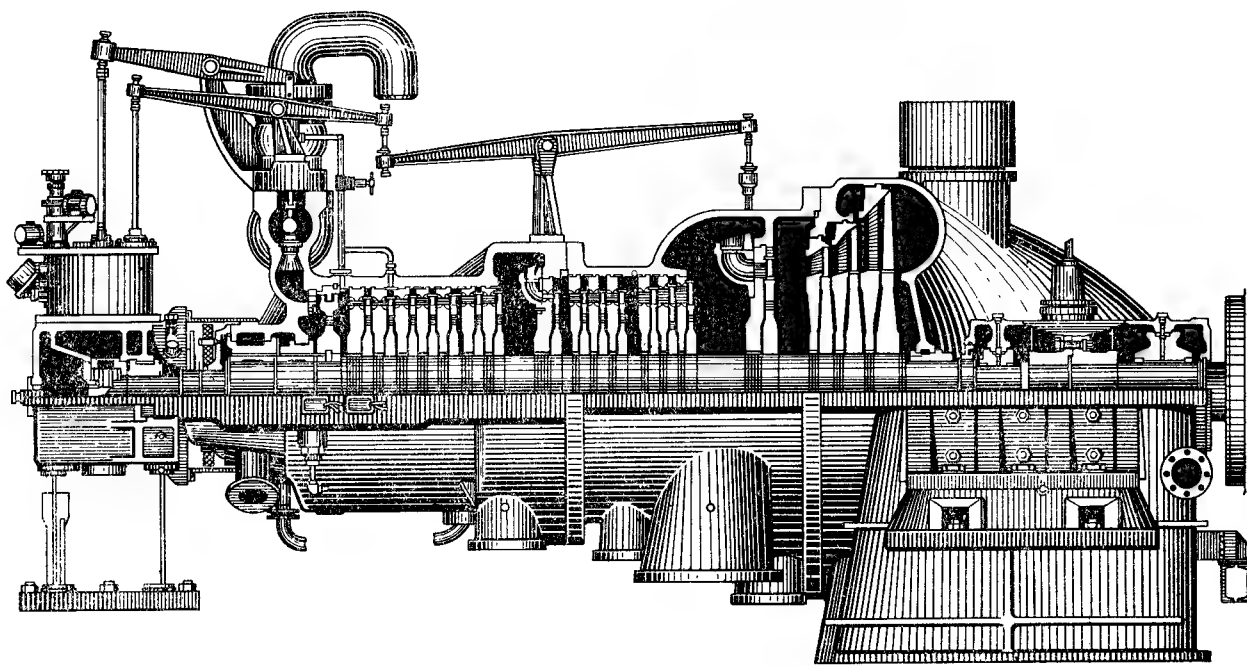


Рис. 26. Продольный разрез паровой турбины ПТ-25-90/10

Передний подшипник – комбинированный опорно-упорный. Вкладыш опорного подшипника имеет сферическую наружную поверхность.

Лабиринтовые уплотнения – елочного типа, с насадными втулками. Турбина снабжена валоповоротным устройством.

Первый регулируемый отбор используется для нужд промышленных потребителей, второй – для теплофикации. Кроме того, в турбине предусмотрено четыре нерегулируемых отбора пара для подогрева основного конденсата и питательной воды.

Турбина может развивать мощность 30 МВт при отключении соответствующих отборах пара на производство и теплофикацию.

Минимальный пропуск пара в часть низкого давления составляет 8 т/ч при давлении в теплофикационном отборе 0,118 МПа.

Фикспункт турбины расположен на раме турбины со стороны генератора, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника.

Для сокращения времени прогрева, и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод острого пара на переднее уплотнение.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбогенератора 50 с^{-1} (3000 об/мин). Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты сети в пределах 49,0–50,5 Гц. Допускается кратковременная работа турбины при минимальной частоте

48,5 Гц два раза в год продолжительностью 3–4 мин или один раз в год продолжительностью до 6 мин.

Высота фундамента турбоагрегата от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала составляет 8 м.

Регулирование и защита. Турбина снабжена гидравлической системой регулирования.

В системе регулирования имеется ОГП, на который воздействует технологическая защита и противоаварийная автоматика энергосистемы, что приводит к закрытию и открытию регулирующих клапанов.

Для защиты от недопустимого возрастания частоты вращения турбина снабжена регулятором безопасности, два центробежных бойка которого мгновенно срабатывают при достижении частоты вращения в пределах 11–13 % сверх номинальной, чем вызывается закрытие автоматического затвора свежего пара, регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы. Кроме того, имеется дополнительная защита на блоке золотников регулятора скорости, срабатывающая при повышении частоты на 11,5 %.

На электромагнитный выключатель воздействуют: реле осевого сдвига при перемещении ротора в осевом направлении на величину, превышающую предельно допустимую; вакуум-реле при недопустимом падении вакуума в конденсаторе до 470 мм. рт. ст. (при снижении вакуума до 650 мм. рт. ст. вакуум-реле подает предупредительный сигнал); потенциометры температуры свежего пара при недопустимом понижении температуры свежего пара без выдержки времени; ключ для дистанционного отключения турбины на щите управления; реле падения давления в системе смазки с выдержкой времени 3 с при одновременной подаче аварийного сигнала.

Турбина снабжена ограничителем мощности, используемым в особых случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов.

Обратные клапаны предназначены для предотвращения разгона турбины обратным потоком пара.

Рабочей жидкостью в системе регулирования является минеральное масло.

Перестановка регулирующих клапанов впуска свежего пара, регулирующих клапанов через ЧСД и поворотной диафрагмы перепуска пара в ЧНД производится сервомоторами, которые управляются регулятором скорости и регуляторами давления отборов.

Регулятор скорости предназначен для поддержания частоты вращения турбогенератора с неравномерностью около 4 %. Он снабжен механизмом управления, который используется для: зарядки золотников регулятора безопасности и открытия автоматического затвора свежего пара; изменения частоты вращения турбогенератора (причем обеспечивается возможность синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе); поддержания заданной нагрузки генератора при параллельной работе генератора; поддержания нормальной частоты при одиночной работе генератора; повышения частоты вращения при испытании бойков регулятора безопасности.

Механизм управления может приводиться в действие как вручную – непосредственно у турбины, так и дистанционно – со щита управления.

Регуляторы давления сильфонной конструкции предназначены для автоматического поддержания давления пара в камерах регулируемых отборов с неравномерностью около 0,20 МПа для производственного отбора и около 0,04 МПа – для отопительного отбора.

Турбоагрегат оборудован электронными регуляторами с исполнительными механизмами для поддержания:

заданного давления пара в коллекторе концевых уплотнений путем воздействия па клапан по дачи пара давлением 0,059 МПа из уравнильной линии деаэраторов или из парового пространства бака;

уровня в конденсатосборнике конденсатора с максимальным отклонением от заданного ± 200 мл (этим же регулятором включается рециркуляции конденсата при малых расходах пара в конденсаторе);

уровня конденсата, греющего пара во всех подогревателях системы регенерации, кроме ПНД № 1.

Турбоагрегат снабжен защитными устройствами:

для совместного отключения всех ПВД с одно временным включением обводной линии и подаче сигнала (устройство срабатывает в случае аварийного повышения уровня конденсата вследствие повреждений или нарушений плотности трубо; системы в одном из ПВД до первого предела);

атмосферными клапанами-диафрагмами, установленными на выхлопных патрубках ЦНД и открывающимися при повышении давления в патрубках до 0,12 МПа.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования.

В баке объемом 14 м³ установлены фильтры и указатели уровня.

Турбина снабжена одним резервным насосом с электродвигателем переменного тока и одним аварийным насосом с электродвигателем постоянной тока.

При снижении давления смазки до соответствующих значений автоматически от реле давления смазки (РДС) включаются резервный и аварийный насосы. РДС периодически испытывается во время работы турбины.

Масло охлаждается в двух маслоохладителях Охладители – поверхностного типа, вертикальной исполнения.

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, конденсатные и циркуляционные насосы эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры, трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа состоит из одного конденсатора со встроенным пучком общей поверхностью охлаждения 1200 м² и предназначена для конденсации поступающего в него пара, создания разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата, а также для использования тепла пара, поступающего в конденсатор, на режимах работы по тепловому графику для подогрев подпиточной воды во встроенном пучке.

Воздухоудаляющее устройство состоит из двух основных трехступенчатых эжекторов (один резервный), предназначенных для отсоса воздуха обеспечения нормального процесса теплообмена конденсаторе и прочих вакуумных аппаратах теплообмена, и одного пускового эжектора для быстрого поднятия вакуума в конденсаторе.

В конденсационном устройстве устанавливаются два конденсатных насоса (один резервный) вертикального типа для откачки конденсата, подачи его в деаэратор через охладители эжектора, охладители уплотнений и ПНД. Охлаждающая вода для конденсатора и газоохладителей генератора подается циркуляционными насосами.

Пусковой эжектор циркуляционной системы предназначен для заполнения системы водой перед пуском турбоустановки, а также для удаления воздуха при скоплении его в верхних точках сливных циркуляционных водоводов и в верхних водяных камерах маслоохладителей.

Для срыва вакуума используется электроздвижка на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора, установленная у пускового эжектора.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет одну ступень ПНД, три ступени ПВД и деаэрактор. Все подогреватели – поверхностного типа.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена на рис. 25.

ПВД № 1, 2 и 3 – вертикальной конструкции со встроенными пароохладителями и охладителями дренажа. ПВД снабжаются групповой защитой, состоящей из автоматических выпускного и обратного клапанов на входе и выходе воды, автоматического клапана с электромагнитом, трубопровода пуска и отключения подогревателей.

ПВД и ПНД снабжены регулирующими клапанами отвода конденсата, управляемыми электронными регуляторами.

Слив конденсата греющего пара из подогревателей – каскадный.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя один сетевой подогреватель, конденсатные и сетевые насосы. Подогреватель представляет собой горизонтальный пароводяной теплообменный аппарат с поверхностью теплообмена 600 м², которая образована прямыми латунными трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектуемого оборудования турбоустановки входят:

паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим стопорным клапаном, обшивкой турбины, внутри-турбинными трубопроводами;

бак масляный, маслоохладитель, эжекторы основной, пусковой и циркуляционной системы;

регенеративная установка с подогревателями поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;

установка подогрева сетевой воды, включающая сетевой подогреватель с регулирующим клапаном;

насосы и электрооборудование паротурбинной установки;

конденсаторная группа с задвижками на входе и выходе охлаждающей воды.

Таблица 39

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К2-3000
Подогреватель низкого давления	ПНД	ПН-90-16-4-II
Деаэрактор	Д	ДП-225-7
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-350-230-21
	ПВД-2	ПВ-350-230-36
	ПВД-3	ПВ-350-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС	ПСГ-800-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ЭХ-40-350
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-2А
Маслоохладители	–	встроен в маслобак
Конденсатный насос	КН	КС-125-110
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-50-110
Питательные насосы	ПЭН	ПН-220-110

2.7. Паротурбинная установка ПТ-60-90/13

Теплофикационная паровая турбина ПТ-60-90/13 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) с промышленным и отопительными отборами пара номинальной мощностью 60 МВт, максимальной 75 МВт с начальным давлением пара 12,8 МПа предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-80-2 с частотой вращения 50 с⁻¹ и отпуска тепла для нужд производства и отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации, где ее следует обозначать «Турбина паровая ПТ-60-90/13 ТУ 108-948–79».

Турбина ПТ-60-90/13 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-60-90/13 приведены в табл. 40.

Таблица 40

Номинальные значения основных параметров турбины

	ПТ-60-90/13
1. Мощность, МВт	
номинальная	60
максимальная	75
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	8,82
температура, °С	535
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	113 (31,38)
4. Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч	
номинальный	250
максимальный	250
5. Давление производственного отбора, МПа	1,28
6. Максимальный расход свежего пара, т/ч	402
7. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа	
в верхнем	0,25
в нижнем	0,118
8. Температура воды, °С	
питательной	240
охлаждающей	20
9. Расход охлаждающей воды, т/ч	8000
10. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,5

Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара: производственный с абсолютным давлением $(1,275 \pm 0,29)$ МПа и два отопительных отбора: верхний с абсолютным давлением в пределах 0,049–0,245 МПа и нижний с давлением в пределах 0,029–0,118 МПа. Регулирование давления отопительного отбора осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере верхнего отопительного отбора. Регулируемое давление в отопительных отборах поддерживается: в верхнем отборе – при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем отборе – при включенном одном нижнем отопительном отборе. Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева пропускается последовательно и в одинаковом количестве. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, контролируется.

Подогрев питательной воды осуществляется последовательно в ПНД, деаэраторе и ПВД. К подогревателям пар поступает из отборов турбины (см. рис. 27). Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 41.

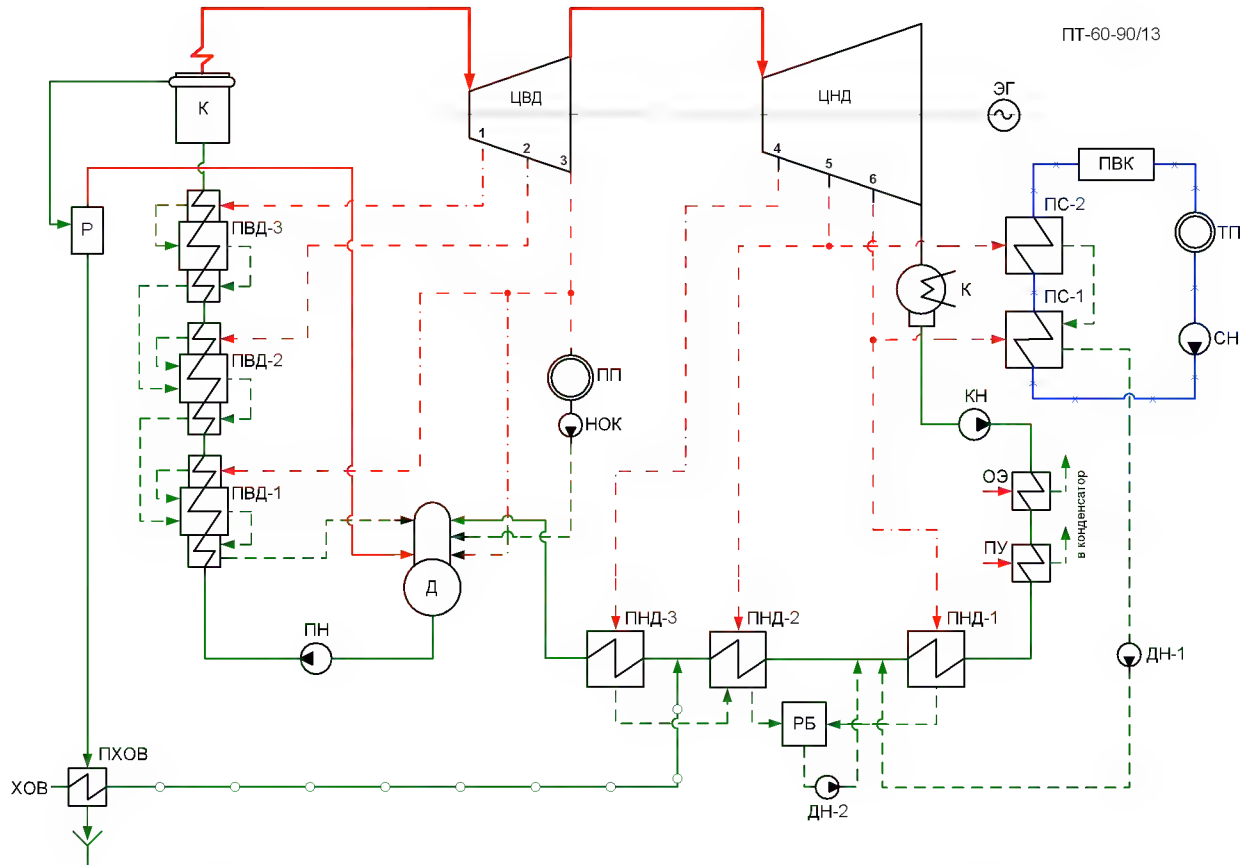


Рис. 27. Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-60-90/13

Таблица 41

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,727	425	22
ПВД № 2	2,158	357	18
ПВД № 1	1,275	294	16
Деаэратор	1,275	294	11
ПНД № 3	0,63	234	—
ПНД № 2	0,36	185	21
ПНД № 1	0,117	104	2

Максимальная мощность турбины при выключенных производственном и отопительных отборах, при расходе охлаждающей воды 8000 м³/ч с температурой 20 °С, полностью включенной регенерации составит 60 МВт. Максимальная мощность турбины 75 МВт, получаемая при определенных сочетаниях производственного и отопительного отборов, зависит от величины отборов и определяется диаграммой режимов.

Конструкция турбины. Турбина ПТ-60-90/13 представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат (рис. 28). Проточная часть ЦВД имеет одновенечную регулирующую ступень и 16 ступеней давления.

Проточная часть ЦНД состоит из трех частей: первая (до верхнего отопительного отбора) имеет регулирующую ступень и семь ступеней давления, вторая (между отопительными отборами) – две ступени давления, третья – регулирующую ступень и две ступени давления.

Ротор высокого давления – цельнокованный. Первые десять дисков ротора низкого давления откованы заодно с валом, остальные три диска – насадные.

Роторы ЦВД и ЦНД соединяются между собой жестко с помощью фланцев, откованных заодно с роторами. Роторы ЦНД и генератора типа ТВФ-80-2 соединяются жесткой муфтой.

Парораспределение турбины – сопловое. Свежий пар подается к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен автоматический затвор, откуда по перепускным трубам пар поступает к регулирующим клапанам турбины.

По выходе из ЦВД часть пара, идет в регулируемый производственный отбор, остальная часть направляется в ЦНД.

Отопительные отборы осуществляются из соответствующих камер ЦНД.

Фикспункт турбины расположен на раме турбины со стороны генератора, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника.

Для сокращения времени прогрева, и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод острого пара на переднее уплотнение ЦВД.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим валопровод турбоагрегата с частотой 3,4 об/мин.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбогенератора 50 с^{-1} (3000 об/мин). Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты сети в пределах 49,0–50,5 Гц. Допускается кратковременная работа турбины при минимальной частоте 48,5 Гц два раза в год продолжительностью 3–4 мин или один раз в год продолжительностью до 6 мин.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод свежего пара на переднее уплотнение ЦВД.

Высота фундамента турбоагрегата от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала составляет 8 м.

Регулирование и защита. Турбина снабжена гидравлической системой регулирования.

В системе регулирования имеется ЭГП, на который воздействует технологическая защита и противоаварийная автоматика энергосистемы, что приводит к закрытию и открытию регулирующих клапанов.

Для защиты от недопустимого возрастания частоты вращения турбина снабжена регулятором безопасности, два центробежных бойка которого мгновенно срабатывают при достижении частоты вращения в пределах 11–13 % сверх номинальной, чем вызывается закрытие автоматического затвора свежего пара, регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы. Кроме того, имеется дополнительная защита на блоке золотников регулятора скорости, срабатывающая при повышении частоты на 11,5 %.

Турбина снабжена электромагнитным выключателем, при срабатывании которого закрываются автоматический затвор, регулирующие клапаны и поворотная диафрагма ЦНД.

На электромагнитный выключатель воздействуют: реле осевого сдвига при перемещении ротора в осевом направлении на величину, превышающую предельно допустимую; вакуум-реле при недопустимом падении вакуума в конденсаторе до 470 мм. рт. ст. (при снижении вакуума до 650 мм. рт. ст. вакуум-реле подает предупредительный сигнал); потенциометры температуры свежего пара при недопустимом понижении температуры свежего пара без выдержки времени; ключ для дистанционного отключения турбины на щите управления; реле падения давления в системе смазки с выдержкой времени 3 с при одновременной подаче аварийного сигнала.

Турбина снабжена ограничителем мощности, используемым в особых случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов.

Обратные клапаны предназначены для предотвращения разгона турбины обратным потоком пара.

Рабочей жидкостью в системе регулирования является минеральное масло.

Перестановка регулирующих клапанов впуска свежего пара, регулирующих клапанов через ЧСД и поворотной диафрагмы перепуска пара в ЧНД производится сервомоторами, которые управляются регулятором скорости и регуляторами давления отборов.

Регулятор скорости предназначен для поддержания частоты вращения турбогенератора с неравномерностью около 4 %. Он снабжен механизмом управления, который используется для: зарядки золотников регулятора безопасности и открытия автоматического затвора свежего пара; изменения частоты вращения турбогенератора (причем обеспечивается возможность синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе); поддержания заданной нагрузки генератора при параллельной работе генератора; поддержания нормальной частоты при одиночной работе генератора; повышения частоты вращения при испытании бойков регулятора безопасности.

Механизм управления может приводиться в действие как вручную – непосредственно у турбины, так и дистанционно – со щита управления.

Регуляторы давления сильфонной конструкции предназначены для автоматического поддержания давления пара в камерах регулируемых отборов с неравномерностью около 0,20 МПа для производственного отбора и около 0,04 МПа – для отопительного отбора.

Турбоагрегат оборудован электронными регуляторами с исполнительными механизмами для поддержания:

заданного давления пара в коллекторе концевых уплотнений путем воздействия на клапан по дачи пара давлением 0,059 МПа из уравнивательной линии деаэраторов или из парового пространства бака;

уровня в конденсатосборнике конденсатора с максимальным отклонением от заданного ± 200 мл (этим же регулятором включается рециркуляции конденсата при малых расходах пара в конденсаторе);

уровня конденсата, греющего пара во всех подогревателях системы регенерации, кроме ПНД № 1,

Турбоагрегат снабжен защитными устройствами:

для совместного отключения всех ПВД с одно временным включением обводной линии и подаче сигнала (устройство срабатывает в случае аварийного повышения уровня конденсата вследствие повреждений или нарушений плотности трубопровода; системы в одном из ПВД до первого предела);

атмосферными клапанами-диафрагмами, установленными на выхлопных патрубках ЦНД и открывающимися при повышении давления в патрубках до 0,12 МПа.

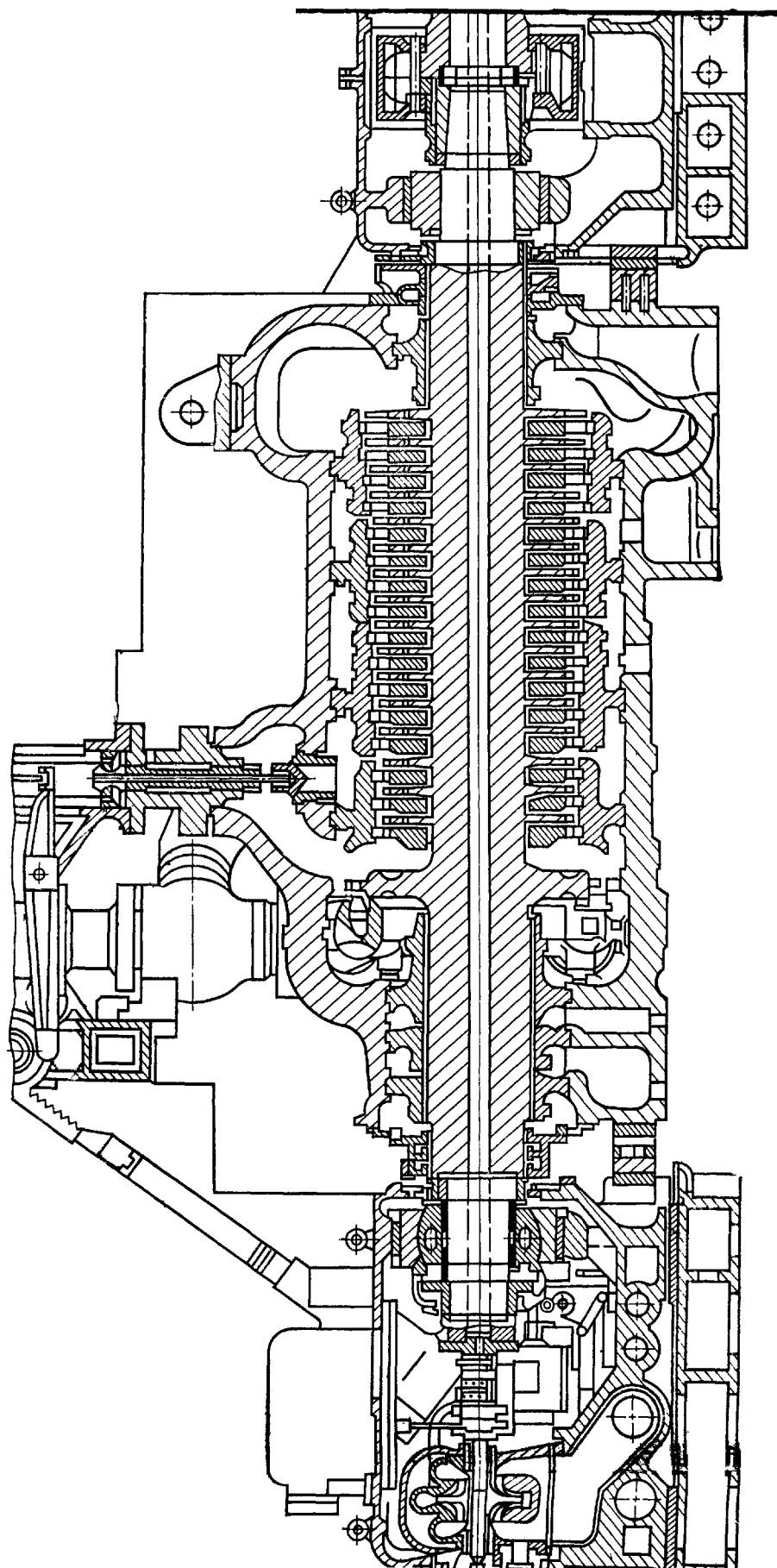


Рис. 28. Продольный разрез паровой турбины ПТ-60-90/13 (начало)

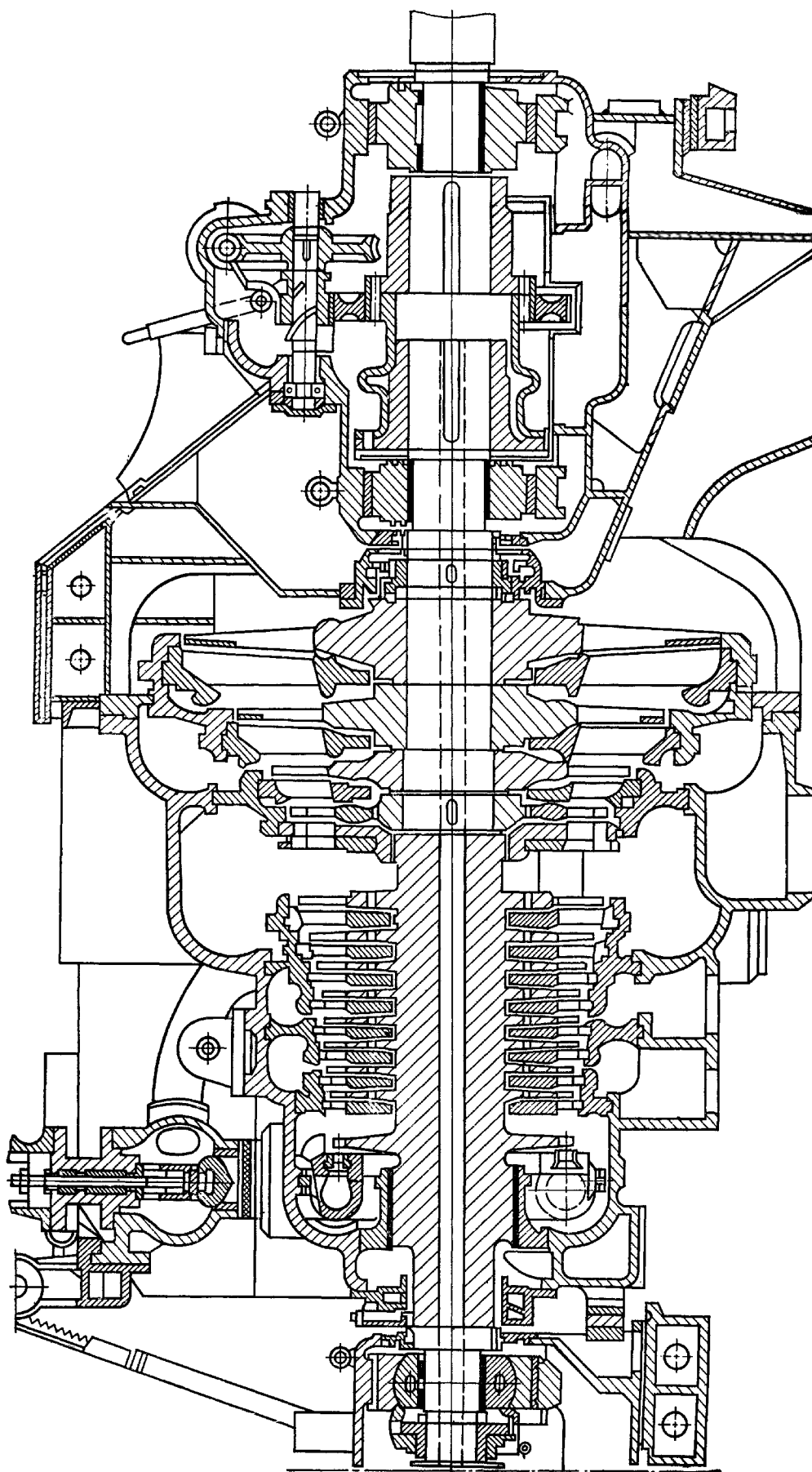


Рис. 28. Продольный разрез паровой турбины ПТ-60-90/13 (окончание)

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования.

В баке объемом 14 м³ установлены фильтры и указатели уровня.

Турбина снабжена одним резервным насосом с электродвигателем переменного тока и одним аварийным насосом с электродвигателем постоянной тока.

При снижении давления смазки до соответствующих значений автоматически от реле давления смазки (РДС) включаются резервный и аварийный насосы. РДС периодически испытывается во время работы турбины.

Масло охлаждается в двух маслоохладителях Охладители – поверхностного типа, вертикального исполнения.

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, конденсатные и циркуляционные насосы эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры, трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа состоит из одного конденсатора со встроенным пучком общей поверхностью охлаждения 3000 м² и предназначена для конденсации поступающего в него пара, создания разрежения в выпускном патрубке турбины и сохранения конденсата, а также для использования тепла пара, поступающего в конденсатор, на режимах работы по тепловому графику для подогрев подпиточной воды во встроенном пучке.

Воздухоудаляющее устройство состоит из двух основных трехступенчатых эжекторов (один резервный), предназначенных для отсоса воздуха обеспечения нормального процесса теплообмена конденсаторе и прочих вакуумных аппаратах теплообмена, и одного пускового эжектора для быстрого поднятия вакуума в конденсаторе.

В конденсационном устройстве устанавливаются два конденсатных насоса (один резервный) вертикального типа для откачки конденсата, подачи его в деаэратор через охладители эжектора, охладители уплотнений и ПНД. Охлаждающая вода для конденсатора и газоохладителей генератора подается циркуляционными насосами.

Пусковой эжектор циркуляционной системы предназначен для заполнения системы водой перед пуском турбоустановки, а также для удаления воздуха при скоплении его в верхних точках сливных циркуляционных водоводов и в верхних водяных камерах маслоохладителей.

Для срыва вакуума используется электрозадвижка на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора, установленная у пускового эжектора.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ступени ПНД, три ступени ПВД и деаэратор. Все подогреватели – поверхностного типа.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена на рис. 27.

ПНД устанавливаются отдельной группой.

ПВД № 1, 2 и 3 – вертикальной конструкции со встроенными пароохладителями и охладителями дренажа. ПВД снабжаются групповой защитой, состоящей из автоматических выпускного и обратного клапанов на входе и выходе воды, автоматического клапана с электромагнитом, трубопровода пуска и отключения подогревателей.

ПВД и ПНД снабжены регулирующими клапанами отвода конденсата, управляемыми электронными регуляторами.

Слив конденсата греющего пара из подогревателей – каскадный в расширительный бак. Из расширительного бака конденсат откачивается сливным насосом.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы. Каждый подогреватель представляет собой вертикальный пароводяной теплообменный аппарат с поверхностью теплообмена 500 м²,

которая образована прямыми латунными трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектующего оборудования турбоустановки входят:

паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим стопорным клапаном, обшивкой турбины, внутритурбинными трубопроводами;

бак масляный, маслоохладитель, эжекторы основной, пусковой и циркуляционной системы;

регенеративная установка с подогревателями поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;

установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном;

насосы и электрооборудование паротурбинной установки;

конденсаторная группа с задвижками на входе и выходе охлаждающей воды.

Таблица 42

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	50 КЦС-4
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-100-16-4-I
	ПНД-2	ПН-130-16-9-I
	ПНД-3	ПН-130-16-9-I
Деаэратор	Д	ДП-225-7
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-350-230-21
	ПВД-2	ПВ-350-230-36
	ПВД-3	ПВ-350-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСВ-500-3-23
	ПС-2	ПСВ-500-3-23
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	—	МП-165-150-I
Конденсатный насос	КН	8КСД-6×3
Сливные (дренажные) насосы	ДН	3КС-6, 4КС-8
Питательные насосы	ПЭН	ПЭН-450-120

2.8. Паротурбинная установка ПТ-60/75-130/13

Теплофикационная паровая турбина ПТ-60/75-130/13 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) с промышленным и отопительными отборами пара номинальной мощностью 60 МВт, максимальной 75 МВт с начальным давлением пара 12,8 МПа предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-80-2 с частотой вращения 50 с⁻¹ и отпуска тепла для нужд производства и отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации, где ее следует обозначать «Турбина паровая ПТ-60/75-130/13 ТУ 108-948–80».

Турбина ПТ-60/75-130/13 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-60/75-130/13 приведены в табл. 43.

Таблица 43

Номинальные значения основных параметров турбины

	ПТ-60/75-130/13
1. Мощность, МВт	
номинальная	60
максимальная	75
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	12,75
температура, °С	565
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	167 (46,4)
4. Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч	
номинальный	250
максимальный	250
5. Давление производственного отбора, МПа	1,28
6. Максимальный расход свежего пара, т/ч	387
7. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа	
в верхнем	0,25
в нижнем	0,118
8. Температура воды, °С	
питательной	235
охлаждающей	20
9. Расход охлаждающей воды, т/ч	8000
10. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,5

Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара: производственный с абсолютным давлением (1,28±0,3) МПа и два отопительных отбора: верхний с абсолютным давлением в пределах 0,049–0,245 МПа и нижний с давлением в пределах 0,029–0,128 МПа. Регулирование давления отопительного отбора осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере верхнего отопительного отбора. Регулируемое давление в отопительных отборах поддерживается: в верхнем отборе – при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем отборе – при включенном одном нижнем отопительном отборе. Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева пропускается последовательно и в одинаковом количестве. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, контролируется.

Подогрев питательной воды осуществляется последовательно в ПНД, деаэраторе и ПВД. К подогревателям пар поступает из отборов турбины (см. рис. 29). Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 44.

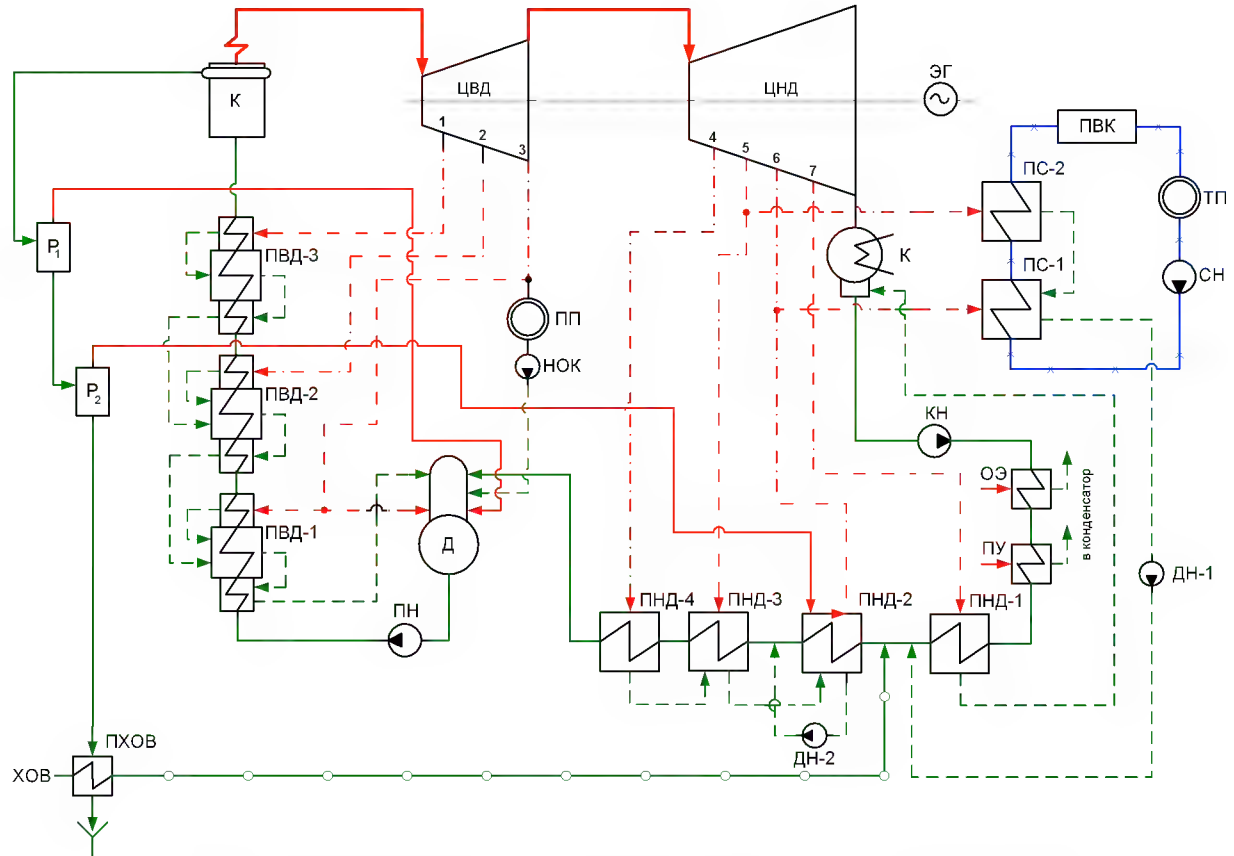


Рис. 29. Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-60/75-130/13

Таблица 44

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	4,31	430	21
ПВД № 2	2,55	355	22
ПВД № 1	1,27	280	14
Деаэратор	1,27	280	2
ПНД № 4	0,559	200	12
ПНД № 3	0,33	150	15
ПНД № 2	0,118	104	2
ПНД № 1	0,058	—	—

Максимальная мощность турбины при выключенных производственном и отопительных отборах, при расходе охлаждающей воды 8000 м³/ч с температурой 20 °С, полностью включенной регенерации составит 60 МВт. Максимальная мощность турбины 75 МВт, получаемая при определенных сочетаниях производственного и отопительного отборов, зависит от величины отборов и определяется диаграммой режимов.

Предусматривается возможность работы турбоустановки с пропуском подпиточной и сетевой воды через встроенный пучок.

При повышении давления свежего пара до 13,72 МПа и температуры до 565 °С допускается работа турбины в течение не более получаса, причем общая продолжительность работы турбины при этих параметрах не должна превышать 200 ч/год.

Конструкция турбины. Турбина ПТ-60/75-130/13 представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат (рис. 30). Проточная часть ЦВД имеет двухвенечную регулирующую ступень и 8 ступеней давления.

ЦНД имеет пятнадцать ступеней, в качестве регулирующих ступеней перед ЧСД и ЧНД установлены одновенечные диски.

Роторы ЦВД и ЦНД соединяются между собой жестко с помощью фланцев, откованных заодно с роторами. Роторы ЦНД и генератора типа ТВФ-80-2 соединяются жесткой муфтой.

Парораспределение турбины – сопловое. Свежий пар подается к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен автоматический затвор, откуда по перепускным трубам пар поступает к регулирующим клапанам турбины.

По выходе из ЦВД часть пара, идет в регулируемый производственный отбор, остальная часть направляется в ЦНД.

Отопительные отборы осуществляются из соответствующих камер ЦНД.

Фикспункт турбины расположен на раме турбины со стороны генератора, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника.

Для сокращения времени прогрева, и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод острого пара на переднее уплотнение ЦВД.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим валопровод турбоагрегата с частотой 3,4 об/мин.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбогенератора 50 с^{-1} (3000 об/мин). Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты сети в пределах 49,0–50,5 Гц. Допускается кратковременная работа турбины при минимальной частоте 48,5 Гц два раза в год продолжительностью 3–4 мин или один раз в год продолжительностью до 6 мин.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод свежего пара на переднее уплотнение ЦВД.

Высота фундамента турбоагрегата от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала составляет 8 м.

Регулирование и защита. Турбина снабжена гидравлической системой регулирования.

В системе регулирования имеется ЭГП, на который воздействует технологическая защита и противоаварийная автоматика энергосистемы, что приводит к закрытию и открытию регулирующих клапанов.

Для защиты от недопустимого возрастания частоты вращения турбина снабжена регулятором безопасности, два центробежных бойка которого мгновенно срабатывают при достижении частоты вращения в пределах 11–13 % сверх номинальной, чем вызывается закрытие автоматического затвора свежего пара, регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы. Кроме того, имеется дополнительная защита на блоке золотников регулятора скорости, срабатывающая при повышении частоты на 11,5 %.

Турбина снабжена электромагнитным выключателем, при срабатывании которого закрываются автоматический затвор, регулирующие клапаны и поворотная диафрагма ЦНД.

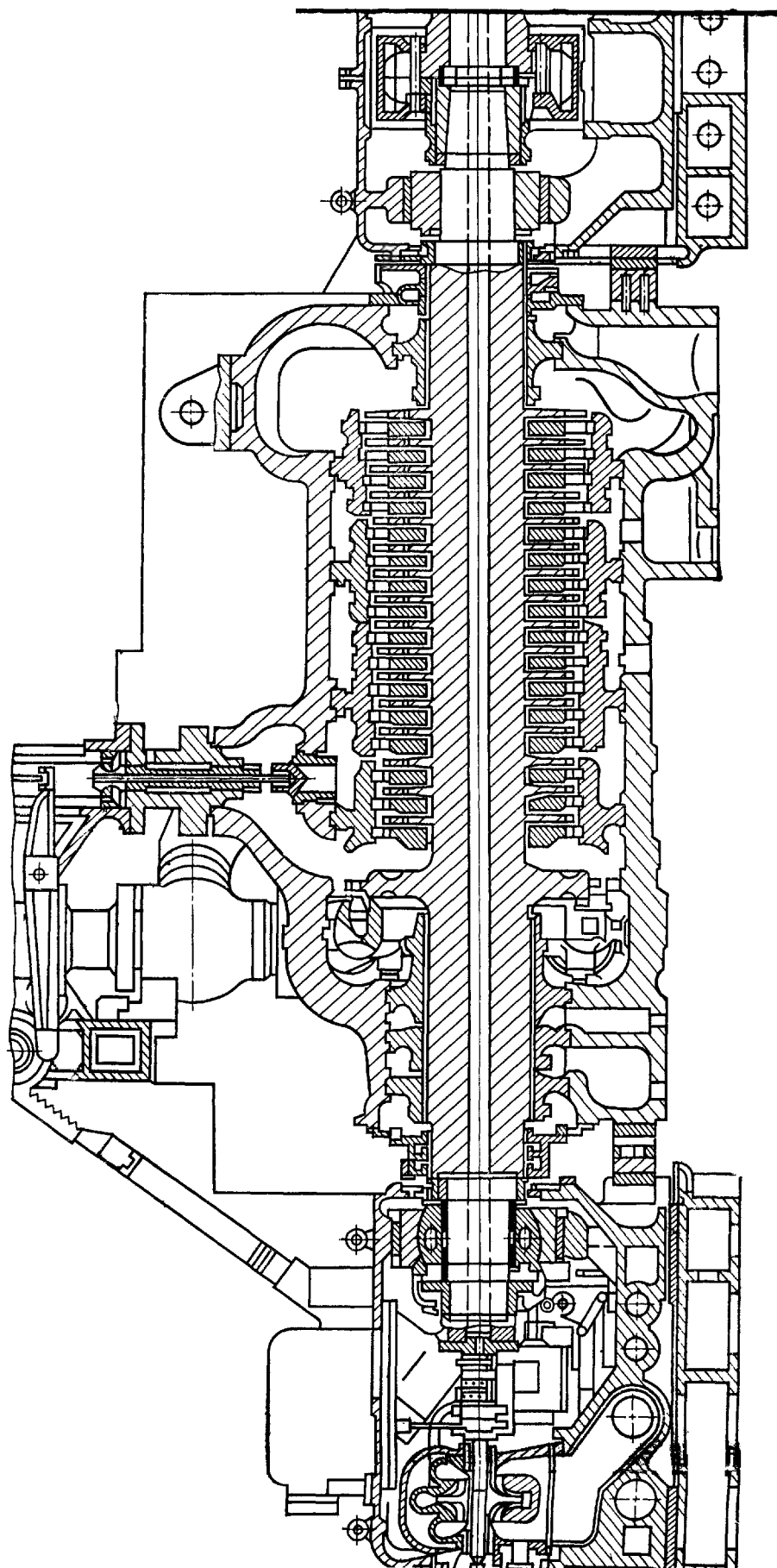


Рис. 30. Продольный разрез паровой турбины ПТ-60/75-130/13 (начало)

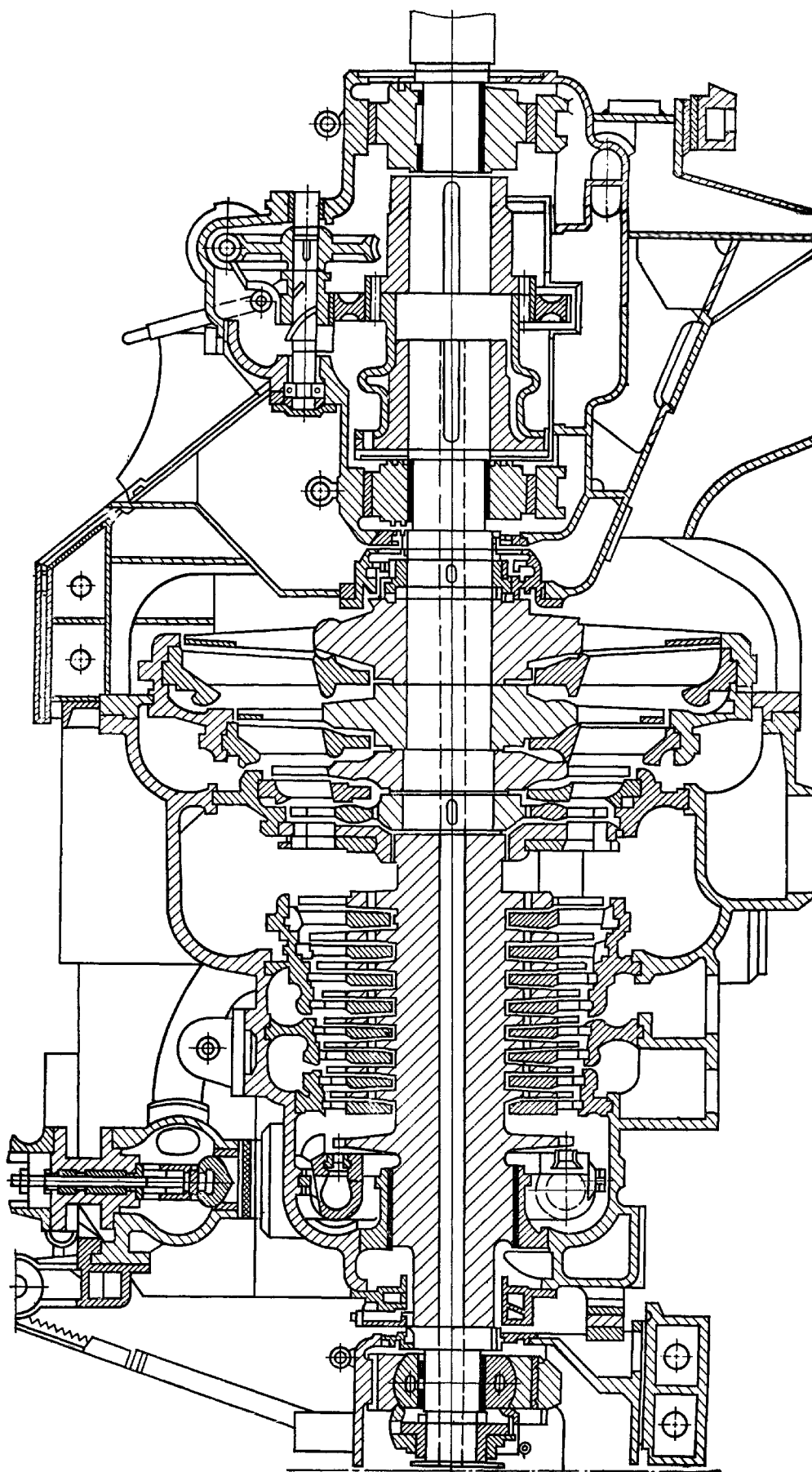


Рис. 30. Продольный разрез паровой турбины ПТ-60/75-130/13 (окончание)

На электромагнитный выключатель воздействуют: реле осевого сдвига при перемещении ротора в осевом направлении на величину, превышающую предельно допустимую; вакуум-реле при недопустимом падении вакуума в конденсаторе до 470 мм. рт. ст. (при снижении вакуума до 650 мм. рт. ст. вакуум-реле подает предупредительный сигнал); потенциометры температуры свежего пара при недопустимом понижении температуры свежего пара без выдержки времени; ключ для дистанционного отключения турбины на щите управления; реле падения давления в системе смазки с выдержкой времени 3 с при одновременной подаче аварийного сигнала.

Турбина снабжена ограничителем мощности, используемым в особых случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов.

Обратные клапаны предназначены для предотвращения разгона турбины обратным потоком пара.

Рабочей жидкостью в системе регулирования является минеральное масло.

Перестановка регулирующих клапанов впуска свежего пара, регулирующих клапанов через ЧСД и поворотной диафрагмы перепуска пара в ЧНД производится сервомоторами, которые управляются регулятором скорости и регуляторами давления отборов.

Регулятор скорости предназначен для поддержания частоты вращения турбогенератора с неравномерностью около 4 %. Он снабжен механизмом управления, который используется для: зарядки золотников регулятора безопасности и открытия автоматического затвора свежего пара; изменения частоты вращения турбогенератора (причем обеспечивается возможность синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе); поддержания заданной нагрузки генератора при параллельной работе генератора; поддержания нормальной частоты при одиночной работе генератора; повышения частоты вращения при испытании бойков регулятора безопасности.

Механизм управления может приводиться в действие как вручную – непосредственно у турбины, так и дистанционно – со щита управления.

Регуляторы давления сильфонной конструкции предназначены для автоматического поддержания давления пара в камерах регулируемых отборов с неравномерностью около 0,20 МПа для производственного отбора и около 0,04 МПа – для отопительного отбора.

Турбоагрегат оборудован электронными регуляторами с исполнительными механизмами для поддержания:

заданного давления пара в коллекторе концевых уплотнений путем воздействия на клапан по дачи пара давлением 0,059 МПа из уравнивательной линии деаэраторов или из парового пространства бака;

уровня в конденсатосборнике конденсатора с максимальным отклонением от заданного ± 200 мл (этим же регулятором включается рециркуляция конденсата при малых расходах пара в конденсаторе);

уровня конденсата, греющего пара во всех подогревателях системы регенерации.

Турбоагрегат снабжен защитными устройствами:

для совместного отключения всех ПВД с одно временным включением обводной линии и подаче сигнала (устройство срабатывает в случае аварийного повышения уровня конденсата вследствие повреждений или нарушений плотности трубо; системы в одном из ПВД до первого предела);

атмосферными клапанами-диафрагмами, установленными на выхлопных патрубках ЦНД и открывающимися при повышении давления в па трубках до 0,12 МПа.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования.

В баке объемом 14 м³ установлены фильтры и указатели уровня.

Турбина снабжена одним резервным насосом с электродвигателем переменного тока и одним аварийным насосом с электродвигателем постоянной тока.

При снижении давления смазки до соответствующих значений автоматически от реле давления смазки (РДС) включаются резервный и аварийный насосы. РДС периодически испытывается во время работы турбины.

Масло охлаждается в двух маслоохладителях. Охладители – поверхностного типа, вертикального исполнения.

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, конденсатные и циркуляционные насосы, эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры, трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа состоит из одного конденсатора со встроенным пучком общей поверхностью охлаждения 3000 м^2 и предназначена для конденсации поступающего в него пара, создания разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата, а также для использования тепла пара, поступающего в конденсатор, на режимах работы по тепловому графику для подогрев подпиточной воды во встроенном пучке.

Воздухоудаляющее устройство состоит из двух основных трехступенчатых эжекторов (один резервный), предназначенных для отсоса воздуха обеспечения нормального процесса теплообмена конденсаторе и прочих вакуумных аппаратах теплообмена, и одного пускового эжектора для быстрого поднятия вакуума в конденсаторе.

В конденсационном устройстве устанавливаются два конденсатных насоса (один резервный) вертикального типа для откачки конденсата, подачи его в деаэратор через охладители эжектора, охладители уплотнений и ПНД. Охлаждающая вода для конденсатора и газоохладителей генератора подается циркуляционными насосами.

Пусковой эжектор циркуляционной системы предназначен для заполнения системы водой перед пуском турбоустановки, а также для удаления воздуха при скоплении его в верхних точках сливных циркуляционных водоводов и в верхних водяных камерах маслоохладителей.

Для срыва вакуума используется электрозадвижка на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора, установленная у пускового эжектора.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ступени ПНД, три ступени ПВД и деаэратор. Все подогреватели – поверхностного типа.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена на рис. 29.

ПНД устанавливаются отдельной группой.

ПВД № 1, 2 и 3 – вертикальной конструкции со встроенными пароохладителями и охладителями дренажа. ПВД снабжаются групповой защитой, состоящей из автоматических выпускного и обратного клапанов на входе и выходе воды, автоматического клапана с электромагнитом, трубопровода пуска и отключения подогревателей.

ПВД и ПНД снабжены регулирующими клапанами отвода конденсата, управляемыми электронными регуляторами.

Слив конденсата греющего пара из подогревателей – каскадный. Из ПНД № 2 конденсат откачивается сливным насосом.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы. Каждый подогреватель представляет собой горизонтальной пароводяной теплообменный аппарат с поверхностью теплообмена

800 м², которая образована прямыми латунными трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектующего оборудования турбоустановки входят:

паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим стопорным клапаном, обшивкой турбины, внутритурбинными трубопроводами;

бак масляный, маслоохладитель, эжекторы основной, пусковой и циркуляционной системы;

регенеративная установка с подогревателями поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;

установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном;

насосы и электрооборудование паротурбинной установки;

конденсаторная группа с задвижками на входе и выходе охлаждающей воды.

Таблица 45

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	50 КЦС-4
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-100-16-4-I
	ПНД-2	ПН-100-16-4-I
	ПНД-3	ПН-130-16-9-I
	ПНД-4	ПН-130-16-9-I
Деаэратор	Д	ДП-225-7
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-350-230-21
	ПВД-2	ПВ-350-230-36
	ПВД-3	ПВ-350-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСГ-800-3-8
	ПС-2	ПСГ-800-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	–	МБ-63-90-I
Конденсатный насос	КН	8КСД-6×3
Сливные (дренажные) насосы	ДН	3КС-6, 4КС-8
Питательные насосы	ПЭН	ПЭН-450-200

2.9. Паротурбинная установка ПТ-80/100-130/13

Теплофикационная паровая турбина ПТ-80/100-130/13 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) с промышленным и отопительными отборами пара номинальной мощностью 80 МВт, максимальной 100 МВт с начальным давлением пара 12,8 МПа предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-120-2 с частотой вращения 50 с⁻¹ и отпуска тепла для нужд производства и отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации, где ее следует обозначать «Турбина паровая ПТ-80/100-130/13 ТУ 108-948–80».

Турбина ПТ-80/100-130/13 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-80/100-130/13 приведены в табл. 46.

Таблица 46

Номинальные значения основных параметров турбины

	ПТ-80/100-130/13
1. Мощность, МВт	
номинальная	80
максимальная	100
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	12,8
температура, °С	555
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	284 (78,88)
4. Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч	
номинальный	185
максимальный	300
5. Давление производственного отбора, МПа	1,28
6. Максимальный расход свежего пара, т/ч	470
7. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа	
в верхнем	0,049–0,245
в нижнем	0,029–0,098
8. Температура воды, °С	
питательной	249
охлаждающей	20
9. Расход охлаждающей воды, т/ч	8000
10. Давление пара в конденсаторе, кПа	2,84

Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара: производственный с абсолютным давлением (1,275±0,29) МПа и два отопительных отбора: верхний с абсолютным давлением в пределах 0,049–0,245 МПа и нижний с давлением в пределах 0,029–0,098 МПа. Регулирование давления отопительного отбора осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере верхнего отопительного отбора. Регулируемое давление в отопительных отборах поддерживается: в верхнем отборе – при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем отборе – при включенном одном нижнем отопительном отборе. Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева пропускается последовательно и в одинаковом количестве. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, контролируется.

Подогрев питательной воды осуществляется последовательно в ПНД, деаэраторе и ПВД. К подогревателям пар поступает из отборов турбины (см. рис. 31).

Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 47.

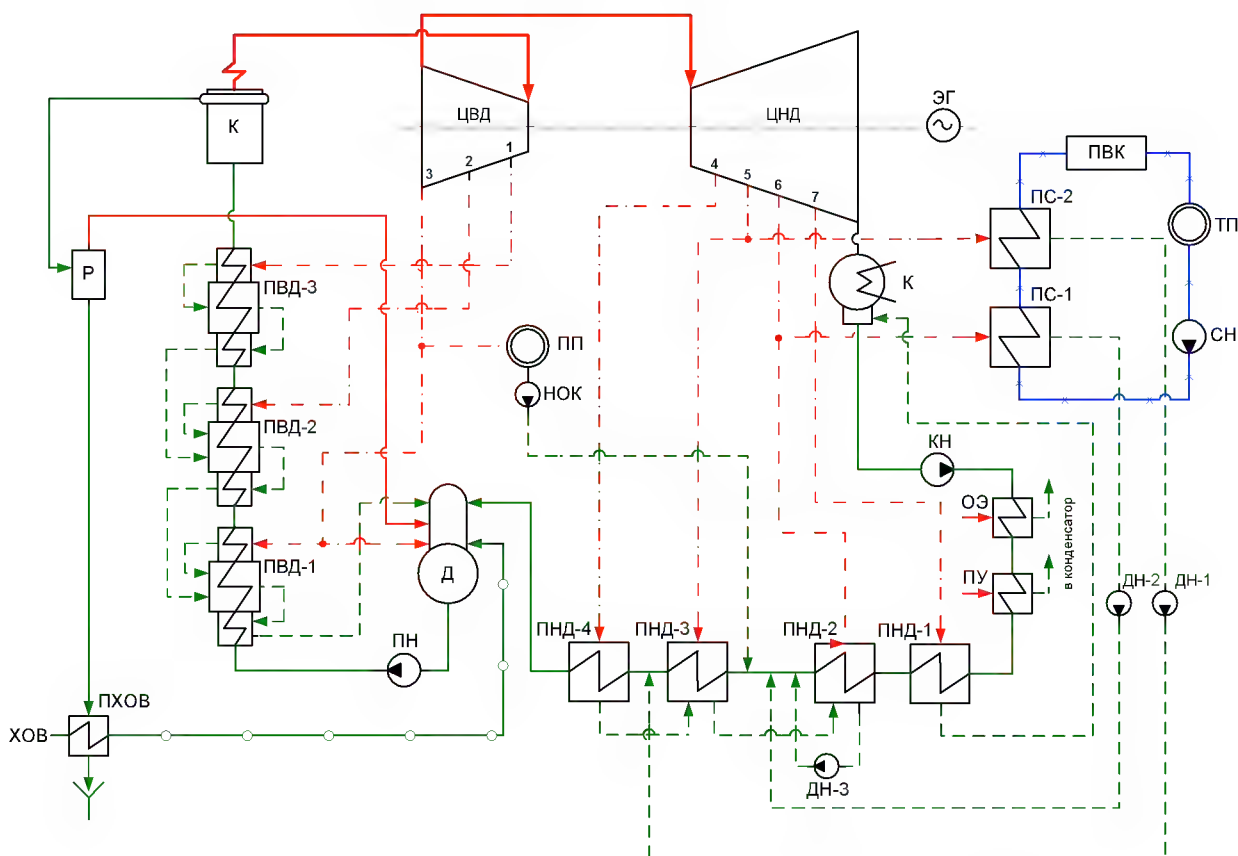


Рис. 31. Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-80/100-130/13

Таблица 47

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	4,570	421	26,3 + 3,0
ПВД № 2	2,660	352	33,0
ПВД № 1	1,270	267	10,5 + 5,1
Деаэратор	1,270	267	13,9 + 1,7
ПНД № 4	0,410	196	28,4
ПНД № 3	0,088	—	—
ПНД № 2	0,034	—	—
ПНД № 1	0,003	—	—

При номинальных параметрах свежего пара, расходе охлаждающей воды 8000 м³/ч, температуре охлаждающей воды 20 °С, полностью включенной регенерации, количестве конденсата, подогреваемого в ПВД, равном 100% расхода пара через турбину, при работе турбоустановки с деаэратором 0,59 МПа, со ступенчатым подогревом сетевой воды, при полном использовании пропускной способности турбины и минимальном пропуске пара в конденсатор могут быть взяты следующие величины отборов:

номинальные величины регулируемых отборов при мощности 80 МВт;
 производственный отбор – 185 т/ч при абсолютном давлении 1,275 МПа;
 суммарный отопительный отбор – 285 ГДж/ч (132 т/ч) при абсолютных давлениях:
 в верхнем отборе – 0,088 МПа и в нижнем отборе – 0,034 МПа;

максимальная величина производственного отбора при абсолютном давлении в камере отбора 1,275 МПа составляет 300 т/ч. При этой величине производственного отбора и отсутствии отопительных отборов мощность турбины составляет ~70 МВт. При номинальной мощности 80 МВт и отсутствии отопительных отборов максимальный производственный отбор составит ~250 т/ч;

максимальная суммарная величина отопительных отборов равна 420 ГДж/ч (200 т/ч); при этой величине отопительных отборов и отсутствии производственного отбора мощность турбины составляет около 75 МВт; при номинальной мощности 80 МВт и отсутствии производственного отбора максимальные отопительные отборы составят около 250 ГДж/ч (~120 т/ч).

Максимальная мощность турбины при выключенных производственном и отопительных отборах, при расходе охлаждающей воды 8000 м³/ч с температурой 20 °С, полностью включенной регенерации составит 80 МВт. Максимальная мощность турбины 100 МВт, получаемая при определенных сочетаниях производственного и отопительного отборов, зависит от величины отборов и определяется диаграммой режимов.

Предусматривается возможность работы турбоустановки с пропуском подпиточной и сетевой воды через встроенный пучок.

При охлаждении конденсатора сетевой водой турбина может работать по тепловому графику. Максимальная тепловая мощность встроенного пучка составляет ~130 ГДж/ч при поддержании температуры в выхлопной части не выше 80 °С.

Допускается длительная работа турбины с номинальной мощностью при следующих отклонениях основных параметров от номинальных:

при одновременном изменении в любых сочетаниях начальных параметров свежего пара – давления от 12,25 до 13,23 МПа и температуры от 545 до 560 °С; при этом температура охлаждающей воды должна быть не выше 20 °С;

при повышении температуры охлаждающей воды при входе в конденсатор до 33 °С и расходе охлаждающей воды 8000 м³/ч, если начальные параметры свежего пара при этом не ниже номинальных;

при одновременном уменьшении величин производственного и отопительных отборов пара до нуля.

При повышении давления свежего пара до 13,72 МПа и температуры до 565 °С допускается работа турбины в течение не более получаса, причем общая продолжительность работы турбины при этих параметрах не должна превышать 200 ч/год.

Конструкция турбины. Турбина ПТ-80/100-130/13 представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат (рис. 32). Проточная часть ЦВД имеет одновенечную регулирующую ступень и 16 ступеней давления.

Проточная часть ЦНД состоит из трех частей: первая (до верхнего отопительного отбора) имеет регулирующую ступень и семь ступеней давления, вторая (между отопительными отборами) – две ступени давления, третья – регулирующую ступень и две ступени давления.

Ротор высокого давления – цельнокованный. Первые десять дисков ротора низкого давления откованы заодно с валом, остальные три диска – насадные.

Роторы ЦВД и ЦНД соединяются между собой жестко с помощью фланцев, откованных заодно с роторами. Роторы ЦНД и генератора типа ТВФ-120-2 соединяются жесткой муфтой.

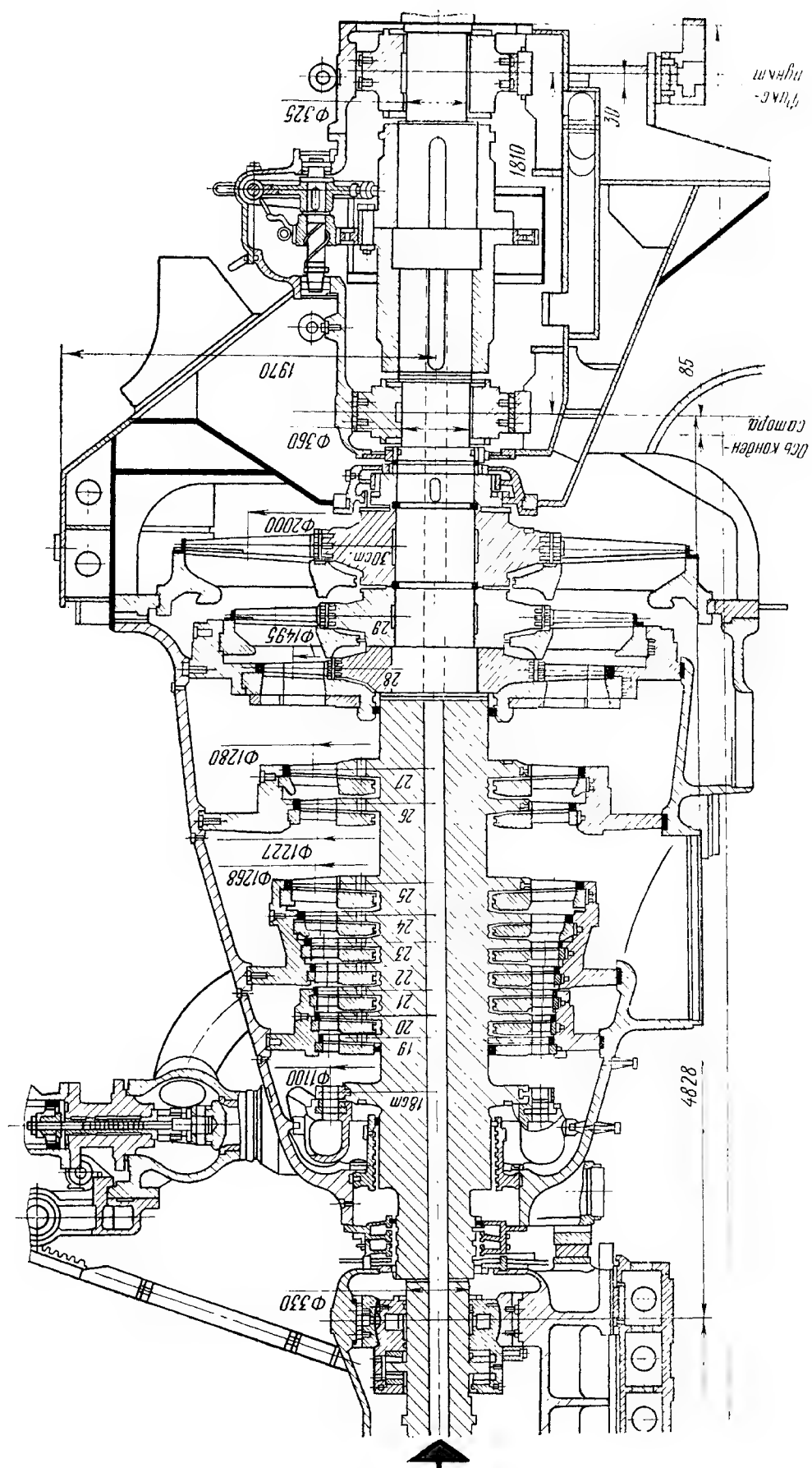


Рис. 32. Продольный разрез паровой турбины ПТ-80/100-130/13 (окончание)

Парораспределение турбины – сопловое. Свежий пар подается к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен автоматический затвор, откуда по перепускным трубам пар поступает к регулирующим клапанам турбины.

По выходе из ЦВД часть пара, идет в регулируемый производственный отбор, остальная часть направляется в ЦНД.

Отопительные отборы осуществляются из соответствующих камер ЦНД.

Фикспункт турбины расположен на раме турбины со стороны генератора, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника.

Для сокращения времени прогрева, и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод острого пара на переднее уплотнение ЦВД.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим валопровод турбоагрегата с частотой 3,4 об/мин.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбогенератора 50 с^{-1} (3000 об/мин). Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты сети в пределах 49,0–50,5 Гц. Допускается кратковременная работа турбины при минимальной частоте 48,5 Гц два раза в год продолжительностью 3–4 мин или один раз в год продолжительностью до 6 мин.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод свежего пара на переднее уплотнение ЦВД.

Высота фундамента турбоагрегата от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала составляет 8 м.

Регулирование и защита. Турбина снабжена гидравлической системой регулирования.

В системе регулирования имеется ЭГП, на который воздействует технологическая защита и противоаварийная автоматика энергосистемы, что приводит к закрытию и открытию регулирующих клапанов.

Для защиты от недопустимого возрастания частоты вращения турбина снабжена регулятором безопасности, два центробежных бойка которого мгновенно срабатывают при достижении частоты вращения в пределах 11–13 % сверх номинальной, чем вызывается закрытие автоматического затвора свежего пара, регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы. Кроме того, имеется дополнительная защита на блоке золотников регулятора скорости, срабатывающая при повышении частоты на 11,5 %.

Турбина снабжена электромагнитным выключателем, при срабатывании которого закрываются автоматический затвор, регулирующие клапаны и поворотная диафрагма ЦНД.

На электромагнитный выключатель воздействуют: реле осевого сдвига при перемещении ротора в осевом направлении на величину, превышающую предельно допустимую; вакуум-реле при недопустимом падении вакуума в конденсаторе до 470 мм. рт. ст. (при снижении вакуума до 650 мм. рт. ст. вакуум-реле подает предупредительный сигнал); потенциометры температуры свежего пара при недопустимом понижении температуры свежего пара без выдержки времени; ключ для дистанционного отключения турбины на щите управления; реле падения давления в системе смазки с выдержкой времени 3 с при одновременной подаче аварийного сигнала.

Турбина снабжена ограничителем мощности, используемым в особых случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов.

Обратные клапаны предназначены для предотвращения разгона турбины обратным потоком пара.

Рабочей жидкостью в системе регулирования является минеральное масло.

Перестановка регулирующих клапанов впуска свежего пара, регулирующих клапанов через ЧСД и поворотной диафрагмы перепуска пара в ЧНД производится сервомоторами, которые управляются регулятором скорости и регуляторами давления отборов.

Регулятор скорости предназначен для поддержания частоты вращения турбогенератора с неравномерностью около 4 %. Он снабжен механизмом управления, который используется для: зарядки золотников регулятора безопасности и открытия автоматического затвора свежего пара; изменения частоты вращения турбогенератора (причем обеспечивается возможность синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе); поддержания заданной нагрузки генератора при параллельной работе генератора; поддержания нормальной частоты при одиночной работе генератора; повышения частоты вращения при испытании бойков регулятора безопасности.

Механизм управления может приводиться в действие как вручную – непосредственно у турбины, так и дистанционно – со щита управления.

Регуляторы давления сильфонной конструкции предназначены для автоматического поддержания давления пара в камерах регулируемых отборов с неравномерностью около 0,20 МПа для производственного отбора и около 0,04 МПа – для отопительного отбора.

Турбоагрегат оборудован электронными регуляторами с исполнительными механизмами для поддержания:

заданного давления пара в коллекторе концевых уплотнений путем воздействия на клапан по дачи пара давлением 0,059 МПа из уравнивательной линии деаэраторов или из парового пространства бака;

уровня в конденсатосборнике конденсатора с максимальным отклонением от заданного ± 200 мм (этим же регулятором включается рециркуляция конденсата при малых расходах пара в конденсаторе);

уровня конденсата, греющего пара во всех подогревателях системы регенерации, кроме ПНД № 1.

Турбоагрегат снабжен защитными устройствами:

для совместного отключения всех ПВД с одно временным включением обводной линии и подаче сигнала (устройство срабатывает в случае аварийного повышения уровня конденсата вследствие повреждений или нарушений плотности трубо; системы в одном из ПВД до первого предела);

атмосферными клапанами-диафрагмами, установленными на выхлопных патрубках ЦНД и открывающимися при повышении давления в патрубках до 0,12 МПа.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования.

В баке объемом 14 м³ установлены фильтры и указатели уровня.

Турбина снабжена одним резервным насосом с электродвигателем переменного тока и одним аварийным насосом с электродвигателем постоянного тока.

При снижении давления смазки до соответствующих значений автоматически от реле давления смазки (РДС) включаются резервный и аварийный насосы. РДС периодически испытывается во время работы турбины.

Масло охлаждается в двух маслоохладителях Охладители – поверхностного типа, вертикального исполнения.

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, конденсатные и циркуляционные насосы эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры, трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа состоит из одного конденсатора со встроенным пучком общей поверхностью охлаждения 3000 м² и предназначена для конденсации поступаю-

щего в него пара, создашь разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата, а также для использования тепла пара, поступающего в конденсатор, на режимах работы по тепловому графику для подогрев подпиточной воды во встроенном пучке.

Конденсатор имеет встроенную в паровую часть специальную камеру, в которой устанавливается секция ПНД № 1.

Воздухоудаляющее устройство состоит из двух основных трехступенчатых эжекторов (одна резервный), предназначенных для отсоса воздуха обеспечения нормального процесса теплообмена конденсаторе и прочих вакуумных аппаратах теплообмена, и одного пускового эжектора для быстрого поднятия вакуума в конденсаторе.

В конденсационном устройстве устанавливаются два конденсатных насоса (один резервный) вертикального типа для откачки конденсата, подачи его в деаэратор через охладители эжектора, охладители уплотнений и ПНД. Охлаждающая вода для конденсатора и газоохладителей генератора подается циркуляционными насосами.

Пусковой эжектор циркуляционной системы предназначен для заполнения системы водой перед пуском турбоустановки, а также для удаления воздуха при скоплении его в верхних точках сливных циркуляционных водоводов и в верхних водяных камерах маслоохладителей.

Для срыва вакуума используется электрозадвижка на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора, установленная у пускового эжектора.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ступени ПНД, три ступени ПВД и деаэратор. Все подогреватели – поверхностного типа.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена на рис. 31. ПНД № 1 встроен в конденсатор. Остальные ПНД устанавливаются отдельной группой.

ПВД № 1, 2 и 3 – вертикальной конструкции со встроенными пароохладителями и охладителями дренажа. ПВД снабжаются групповой защитой, состоящей из автоматических выпускного и обратного клапанов на входе и выходе воды, автоматического клапана с электромагнитом, трубопровода пуска и отключения подогревателей.

ПВД и ПНД (кроме ПНД № 1) снабжены регулирующими клапанами отвода конденсата, управляемыми электронными регуляторами.

Слив конденсата греющего пара из подогревателей – каскадный. Из ПНД № 2 конденсат откачивается сливным насосом.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы. Каждый подогреватель представляет собой горизонтальной пароводяной теплообменный аппарат с поверхностью теплообмена 1300 м², которая образована прямыми латунными трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектующего оборудования турбоустановки входят:

паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим стопорным клапаном, обшивкой турбины, внутри-турбинными трубопроводами;

бак масляный, маслоохладитель, эжекторы основной, пусковой и циркуляционной системы;

регенеративная установка с подогревателями поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;

установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном;

насосы и электрооборудование паротурбинной установки;

конденсаторная группа с задвижками на входе и выходе охлаждающей воды.

Таблица 48

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	80 КЦС-1
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	встроен в конденсатор
	ПНД-2	ПН-130-16-10-II
	ПНД-3	ПН-200-16-7-I
	ПНД-4	ПН-200-16-7-I
Деаэратор	Д	ДП-500/100
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-450-230-25
	ПВД-2	ПВ-450-230-35
	ПВД-3	ПВ-450-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСГ-1300-3-8
	ПС-2	ПСГ-1300-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	–	МП-165-150-I
Конденсатный насос	КН	КСВ-320-160
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-80-155
Питательные насосы	ПОН	ПН-500-200

2.10. Паротурбинные установки ПТ-140/165-130/15-2 и ПТ-140/165-130/15-3

Теплофикационные паровые турбины с производственным и отопительным отборами ПТ-140/165-130/15-2 и ПТ-140/165-130/15-3 производственного объединения «Турбомотормный завод» (ПО ТМЗ) предназначены для непосредственного привода электрического генератора ТВВ-160-2УЗ с частотой вращения ротора 50 с⁻¹ и для отпуска пара для нужд производства и отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая ПТ-140/165-130/15-2 (3) ТУ 24-2-426–73».

Турбина соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Турбина ПТ-140/165-130/15-2 и ПТ-140/165-130/15-3 имеют температуру охлаждающей воды 20 и 27 °С соответственно. Поэтому длина рабочей части рабочей лопатки последней ступени разная: в турбине ПТ-140/165-130/15-2 она равна 830 мм, в турбине ПТ-140/165-130/15-3 – 650 мм. Отличается также число ступеней в одном потоке ЦНД: в турбине ПТ-140/165-130/15-2 – три ступени, в турбине ПТ-140/165-130/15-3 – две ступени.

В остальном конструктивное исполнение этих турбин одинаковое.

Каждая турбина имеет один регулируемый производственный отбор пара с номинальным давлением 1,47 МПа и два регулируемых отопительных отбора пара – верхний и нижний, предназначенных для подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях турбоустановки и добавочной воды в стационарных теплообменниках.

При ступенчатом подогреве сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева должна пропускаться последовательно и в одинаковом количестве.

Таблица 49

Номинальные значения основных параметров турбины

	ПТ-135/165-130/15
1. Мощность, МВт	
номинальная	135
максимальная	165
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	12,75
температура, °С	555
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	480 (133,33)
4. Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч	
номинальный	335
максимальный	415
5. Давление производственного отбора, МПа	1,47–3,0
6. Максимальный расход свежего пара, т/ч	740
7. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа	
в верхнем	0,088–0,245
в нижнем	0,039–0,118
8. Температура воды, °С	
питательной	240
охлаждающей	20
9. Расход охлаждающей воды, т/ч	12400
10. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,4

Разрешается подогрев сетевой воды в одной нижней ступени подогрева, при выключенной верхней ступени, а также ступенчатый подогрев, с поддержанием регулируемого давления только в верхнем отборе с воздействием на диафрагму нижнего отбора и при выключенной диафрагме верхнего отбора.

Регулируемое давление в производственном отборе может задаваться в пределах 1,18–2,06 МПа.

Пределы регулируемого давления в отопительных отборах при независимом поддержании давления в каждом из отборов:

в верхнем отборе от 0,088 до 0,245 МПа;

в нижнем отборе от 0,039 до 0,118 МПа.

При такой работе давление в верхнем отборе превышает давление в нижнем отборе не менее чем на 0,049 МПа. При независимом поддержании давления в двух отопительных отборах возможно получение из них пара на собственные нужды.

Пределы регулируемого давления в верхнем отопительном отборе при выключенном нижнем отборе – от 0,059 до 0,245 МПа.

Такие же пределы давления в этом отборе допускаются при ступенчатом подогреве сетевой воды, когда давление поддерживается только в верхнем отборе за счет перемещения диафрагмы нижнего отбора при отключенной диафрагме верхнего отбора и отключенном от нижнего отбора регуляторе. В этом случае возможно повышение давления в камере нижнего отопительного отбора до 0,196 МПа.

Пределы регулируемого давления в нижнем отопительном отборе при выключенном верхнем отборе от 0,039 до 0,118 МПа.

Разрешается нерегулируемый отбор пара для внешнего теплоснабжения после 3-й ступени ЦСД в количестве до 75 т/ч сверх расхода на регенеративный подогрев питательной воды в ПНД № 4 при соответствующем уменьшении электрической мощности и величины отопительных отборов. Давление в отборе на номинальном режиме составляет 0,49 МПа. Турбина имеет нерегулируемый отбор пара после 7-й ступени для внешнего теплоснабжения в количестве до 90 т/ч с давлением 3,43 МПа, обеспечиваемом при расходе пара на турбину не менее 80 % от номинального.

При номинальных параметрах свежего пара, расходе охлаждающей воды 12400 м³/ч и температуре ее 20 °С на входе в конденсатор, полностью включенной регенерации, количестве воды, подогреваемой в ПВД, равном 100 % расхода пара на турбину, выключенном нерегулируемом отборе после 3-й ступени ЦСД допускаются следующие величины регулируемых отборов:

номинальные величины одновременных отборов при номинальной мощности: производственного при давлении 1,47 МПа – 335 т/ч; отопительного (суммарного из обеих камер) при давлении 0,078 МПа в верхнем отборе – 480 ГДж/ч (115 Гкал/ч), что соответствует около 220 т/ч;

максимальная величина производственного отбора при номинальной мощности турбины, отсутствии отопительных отборов и давлении 1,47 МПа – 415 т/ч. Возможно увеличение производственного отбора при отсутствии отопительного отбора до 500 т/ч при давлении 1,47 МПа, электрическая мощность при этом составляет около 115 МВт;

максимальная величина отопительного отбора (суммарно из обеих камер) на подогрев сетевой воды в сетевых подогревателях турбоустановки и добавочной воды в станционных теплообменниках – 587 ГДж/ч (140 Гкал/ч; около 270 т/ч). Возможна максимальная величина отопительного отбора (суммарно из обеих камер) на подогрев сетевой воды в сетевых подогревателях турбоустановки – 480 ГДж/ч (115 Гкал/ч; около 220 т/ч).

При максимальном отопительном отборе 587 ГДж/ч (140 Гкал/ч) и отсутствии производственного отбора мощность турбины составляет около 100 МВт, а номинальная мощность 142 МВт получается при наличии определенной величины производственного отбора в соответствии с диаграммой режимов.

Минимальное расчетное количество пара, поступающего в конденсатор при номинальном режиме, включенных сетевых подогревателей верхней и нижней ступени подогрева (давление в верхнем отопительном отборе 0,098 МПа), составляет около 15 т/ч.

Подогрев питательной воды осуществляется в регенеративной установке (см. рис. 33) до температуры 232 °С при номинальной нагрузке турбины.

Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 50.

Турбина может выдавать электрическую нагрузку до 167 МВт при наличии производственного отбора в количестве 230–260 т/ч и выключенных отопительных отборах.

Максимальная мощность турбины на конденсационном режиме равна 120 МВт.

Конструкция турбины. Турбина ПТ-140/165-130/ 15-2 представляет собой одно-вальный двухцилиндровый агрегат, выполненный по схеме: 1ЦВД+ 1ЦНД (рис. 34).

Свежий пар подается к двум стопорным клапанам, откуда по четырем перепускным трубам (по две от каждого клапана) поступает к регулирующим клапанам ЦВД. Клапаны расположены в паровых коробках, приваренных к корпусу цилиндра.

Из ЦВД пар направляется в производственный отбор и к регулирующим клапанам ЦНД, расположенным в паровых коробках, которые приварены к паровпускной части ЦНД. Из последней ступени ЦНД отработанный пар поступает в конденсатор.

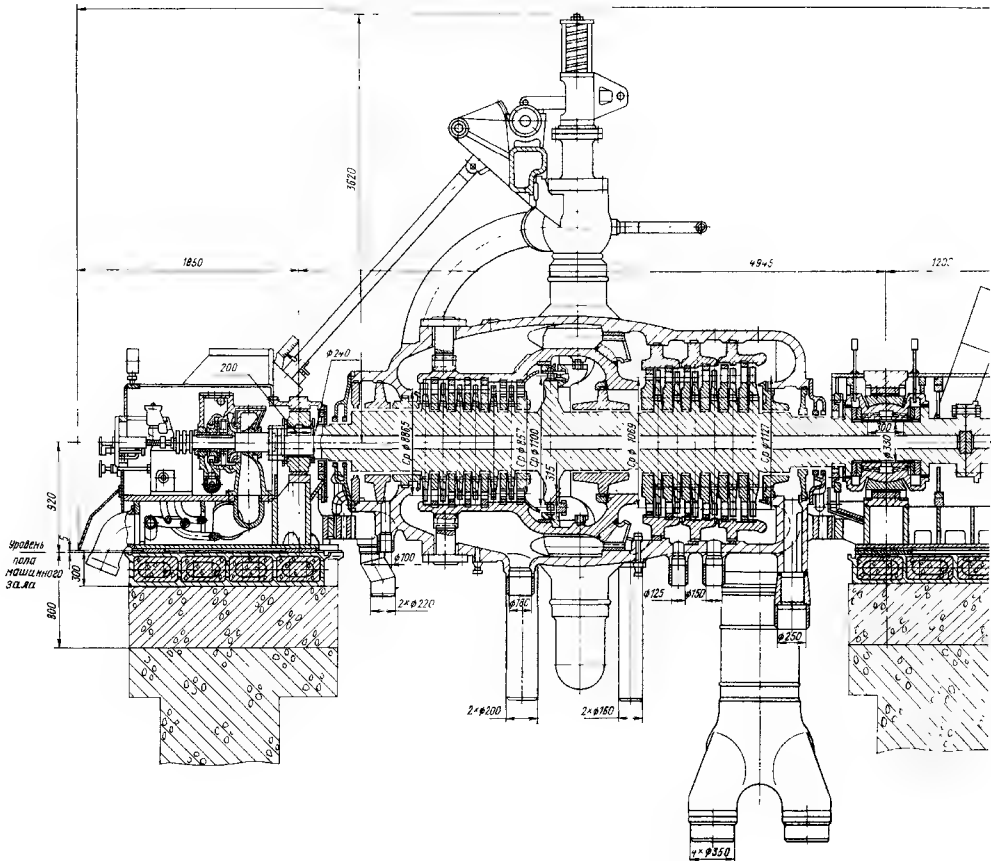


Рис. 34. Продольный разрез паровой турбины ПТ-140/165-130/15-2

Все ступени ЦВД правого вращения. Длина рабочей лопатки последней ступени равна 830 мм, средний диаметр этой ступени – 2280 мм. Все диски ротора высокого давления откованы заодно с валом. Шесть дисков ротора низкого давления — цельнокованные, а шесть дисков – насадные.

Фикспункт турбины расположен на передних опорах выхлопного патрубка турбины. Агрегат расширяется в сторону переднего подшипника.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек ЦВД.

Для уменьшения протечек пара в турбине применены бесконтактные лабиринтовые уплотнения.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим валопровод турбоагрегата с частотой $0,067 \text{ с}^{-1}$.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора 50 с^{-1} . Допускается длительная работа турбины при частоте тока в сети от 49 до 50,5 Гц.

Регулирование и защита. Турбина снабжена системой автоматического регулирования, предназначенной для поддержания в заданных пределах частоты вращения ротора турбогенератора и давления пара в трех регулируемых отборах.

Система автоматического регулирования выполнена связанной и статически автономной с гидравлическими передаточными связями. При мгновенном сбросе электрической нагрузки с генератора система регулирования турбины ограничивает возрастание частоты вращения ротора.

Регулятор скорости гидродинамического типа предназначен для поддержания частоты вращения ротора турбины с неравномерностью $(4,5 \pm 0,5) \%$. Регулятор скорости состоит из отдельного центробежного насоса (импеллера), насаженного на вал турбины, и собственно регулятора скорости мембранно-ленточного типа, воспринимающего давление насоса.

Турбина снабжена тремя регуляторами давления: одним для производственного отбора и двумя для отопительных отборов. Регуляторы давления автоматически поддерживают давление пара в камерах отборов на установленном уровне.

Регулирование допускает возможность работы турбины по тепловому графику с минимальным количеством пара, поступающим в конденсатор.

Для предотвращения поступления пара в турбину при несвоевременном закрытии или неплотности регулирующих клапанов предусмотрены два стопорных клапана ЦВД, снабженных автоматическими затворами.

Для защиты турбины от недопустимого возрастания частоты вращения в случае неисправности системы регулирования служит автомат безопасности.

Турбоустановка снабжена системой контроля, сигнализацией и дистанционным управлением, позволяющим производить пуск, останов и управление турбоустановкой с дистанционного щита.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования. В системе используется минеральное масло Тп-22С ТУ 38.101.821–83.

В баке емкостью 26 м^3 установлены фильтры и воздухоотделительное устройство. Бак снабжен указателями уровня, имеющими показания по месту и дистанционные.

Для подачи масла в систему предусмотрено четыре насоса: главный насос, подающий масло в систему регулирования и приводимый в действие непосредственно от вала турбины; пусковой масляный электронасос, используемый при пусках турбоагрегата, монтаже и ревизиях для испытания гидравлической плотности масляной системы; ре-

зервный электронасос, с помощью которого при останове турбоагрегата осуществляется снабжение маслом подшипников; аварийный насос с электродвигателем постоянного тока.

Масло охлаждается шестью маслоохладителями, встроенными в масляный бак.

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, установку для очистки конденсаторных труб, конденсатные и циркуляционные насосы, эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры, трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа состоит из одного конденсатора со встроенным пучком общей площадью поверхности 6000 м^2 и предназначена для конденсации поступающего в него пара, создания разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата, а также для использования тепла пара, поступающего в конденсатор, на режимах работы по тепловому графику для подогрева подпиточной воды во встроенном пучке.

Каждый трубный пучок конденсатора имеет свою входную и поворотную водяные камеры с отдельным подводом и отводом охлаждающей воды, что позволяет производить отключение и чистку основных или встроенных пучков без останова турбины. Для компенсации тепловых расширений конденсатор устанавливается на четырех пружинных опорах.

Три конденсатных насоса, один из которых является резервным, откачивают из конденсатосборника конденсат и подают его в деаэратор через охладители эжекторов, сальниковый подогреватель и ПНД.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ступени ПНД, три ступени ПВД и деаэратор. Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена на рис. 33.

ПНД № 1, 2, 3 и 4 предназначены для последовательного подогрева основного конденсата перед подачей его в деаэратор. Каждый ПНД представляет собой поверхностный пароводяной теплообменный аппарат вертикального типа.

Каждый ПВД – поверхностный пароводяной теплообменный аппарат вертикального типа со встроенным пароохладителем и охладителем дренажа. Все ПВД по воде рассчитаны на работу при полном давлении питательных насосов.

Конденсат греющего пара из ПНД № 4 сливается в ПНД № 3. Из ПНД № 3 в ПНД № 2 и из ПНД № 2 конденсат откачивается насосом в линию основного конденсата. При включенном ПСГ № 2 конденсат из ПНД № 2 сливается в конденсатосборник ПСГ № 1 на всех режимах. Регулятор уровня ПНД № 1 поддерживает уровень конденсата в конденсатосборнике ПСГ № 1 при отключенных отопительных отборах. Из ПНД № 4, 3 и 2 предусмотрен слив конденсата через регулирующие клапаны в конденсатор.

Конденсат греющего пара из ПВД № 3 и 2 сливается каскадно в ПВД № 1, откуда направляется в деаэратор.

Турбина имеет регулируемый производственный отбор пара с номинальным давлением 1,47 МПа и два регулируемых отопительных отбора пара – верхний и нижний, предназначенных для подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях и добавочной воды в стационарных теплообменниках.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы.

Каждый сетевой подогреватель представляет собой горизонтальный пароводяной теплообменный аппарат с площадью поверхности 1300 м^2 , которая образована прямыми латунными трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках. Для сохранения необходимой плотности вальцовочных соединений при различных режимах работы подогревателя на его корпусе со стороны поворотной водяной камеры имеется линзовый

компенсатор, обеспечивающий компенсацию разности температурных расширений корпуса и труб поверхности нагрева. Для защиты поверхностей нагрева труб от эрозии со стороны входа пара в периферийных рядах трубного пучка использованы стальные трубы – отбойники.

Конденсатные насосы установлены для откачки конденсата из конденсатосборников сетевых подогревателей и подачи его в магистраль основного конденсата. Для ПСГ № 1 установлено три насоса, для ПСГ № 2 – два насоса. В зависимости от тепловой нагрузки подогревателей включается один или два насоса. Насосы имеют электропривод.

Сетевые насосы 1-й ступени предназначены для подачи сетевой воды в сетевые подогреватели, а также для обеспечения необходимого подпора в сетевых подогревателях и на всасе сетевых насосов 2-й ступени.

Сетевые насосы 2-й ступени устанавливаются за сетевыми подогревателями и обеспечивают подачу воды потребителю.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектуемого оборудования турбоустановки входят:

паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим стопорным клапаном, обшивкой турбины;

внутритурбинные трубопроводы;

бак масляный, маслоохладитель, эжекторы и циркуляционной системы;

регенеративная установка, включающая подогреватели поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;

установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном;

насосы и электрооборудование паротурбинной установки;

конденсаторная группа с задвижками на входе и выходе охлаждающей воды.

Таблица 51

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К2-6000-1
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-350-16-7-1
	ПНД-2	ПН-350-16-7-11
	ПНД-3	ПН-400-26-7-11
	ПНД-4	ПН-400-26-8-V
Деаэратор	Д	ДП-1000/100
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-760-230-14
	ПВД-2	ПВ-800-230-21
	ПВД-3	ПВ-800-230-32
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСГ-1300-3-8
	ПС-2	ПСГ-1300-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	УУ-120-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-2А
Маслоохладители	–	встроены в маслобак
Конденсатный насос	КН	КСВ-320-160
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-80-155
Питательные насосы	ПЭН	ПЭ-780-200

3. ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ

3.1. Паротурбинная установка Р-50/60-130/13

Паровая турбина с противодавлением Р-50/60-130/13-2 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) предназначена для привода электрического генератора ТВФ-63-2 с частотой вращения 50 с^{-1} и отпуска пара для производственных нужд. При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая Р-50/60-130/13-2 ТУ 108-1216-84».

Турбина Р-50/60-130/13-2 соответствует требованиям ГОСТ 3618-85, ГОСТ 24278-85 и ГОСТ 26948-86.

Номинальные значения основных параметров турбины Р-50/60-130/13 приведены в табл. 52.

Таблица 52

Номинальные значения основных параметров турбины

	Р-50/60-130/13
1. Мощность, МВт	
номинальная	52,7
максимальная	60
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	12,8
температура, °С	555
3. Расход свежего пара, т/ч	
номинальный	370
максимальный	480
4. Номинальный расход пара в противодавление, т/ч	415
5. Температура питательной воды, °С	230
6. Давление пара в выпускном патрубке (противодавление), МПа	1,3

Турбина имеет два нерегулируемых отбора пара, предназначенных для подогрева питательной воды в ПВД (см. рис. 35).

Расчетные данные по регенеративным отборам пара при номинальном режиме с давлением пара на выходе 1,2 МПа приведены в табл. 53.

Таблица 53

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,8	389	22,9
ПВД № 2	2,25	324	22,5
ПВД № 1	Зависит от включения деаэратора и ПНД станции		

Допускается длительная работа турбины с номинальной мощностью 52,7 МВт при следующих отклонениях параметров от номинальных:

при одновременном изменении начальных параметров свежего пара по давлению в пределах 12,3–13,2 МПа и температуре в пределах 555–560 °С в любых сочетаниях при противодавлении 0,7–2,1 МПа;

при одновременном понижении начальных параметров свежего пара по давлению в пределах 12,2–13 МПа и температуре в пределах 545–555 °С в любых сочетаниях, но при противодавлении 0,7–1,8 МПа.

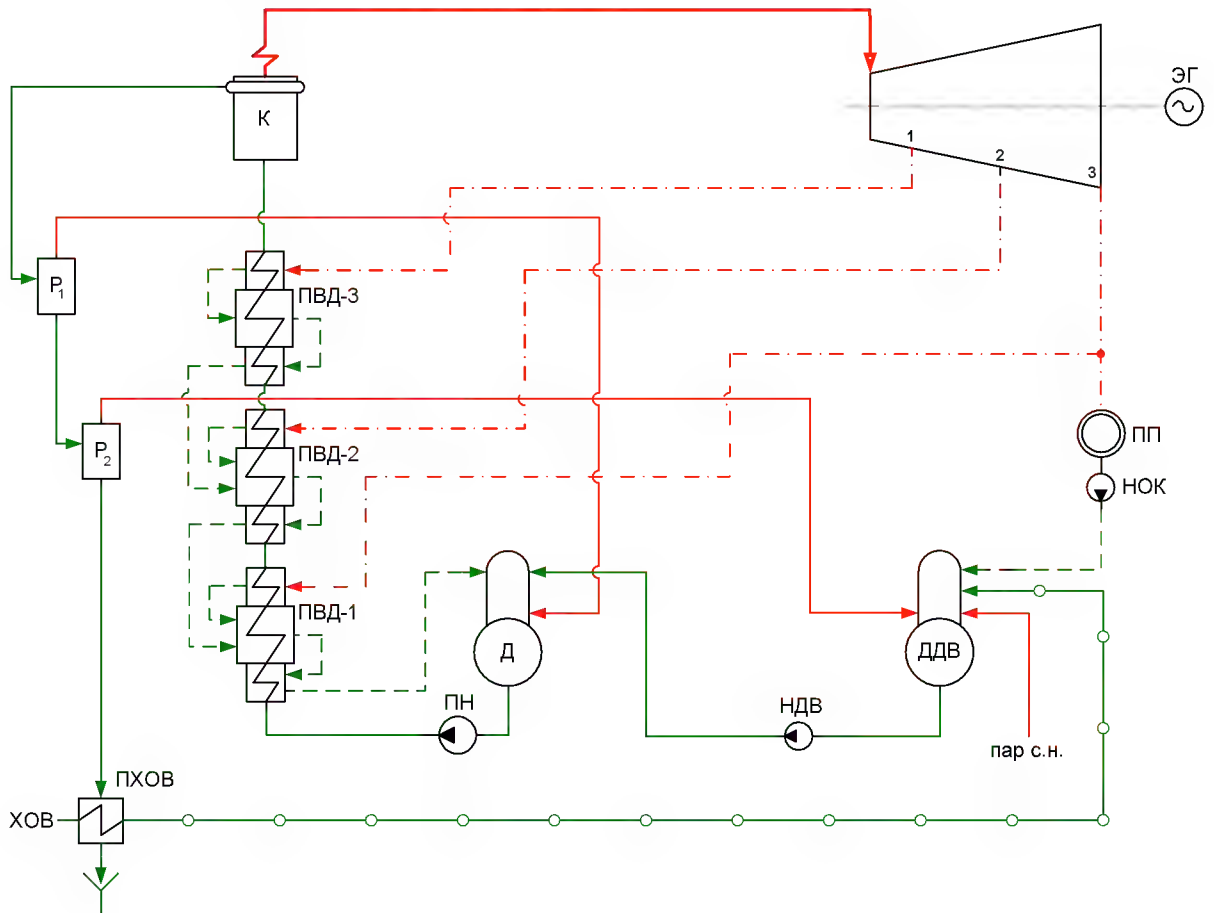


Рис. 35. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Р-50/60-130/13

При давлении свежего пара 13,7 МПа и температуре 565 °С допускается работа турбины в течение не более часа, причем общая продолжительность работы турбины при этих параметрах не должна превышать 300 ч в год.

Предохранительные клапаны настраиваются на срабатывание при давлении 2,20 МПа.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одноцилиндровый агрегат с одновенечной регулирующей ступенью и 16-ю ступенями давления (рис. 36).

Все диски ротора откованы заодно с валом.

Парораспределение турбины с перепуском. Свежий пар подводится к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен клапан автоматического затвора, откуда пар по перепускным трубам поступает к четырем регулирующим клапанам турбины.

Четвертый регулирующий клапан открывается одновременно с пятым перегрузочным клапаном, перепускающим пар из камеры регулирующего колеса в камеру за четвертой ступенью.

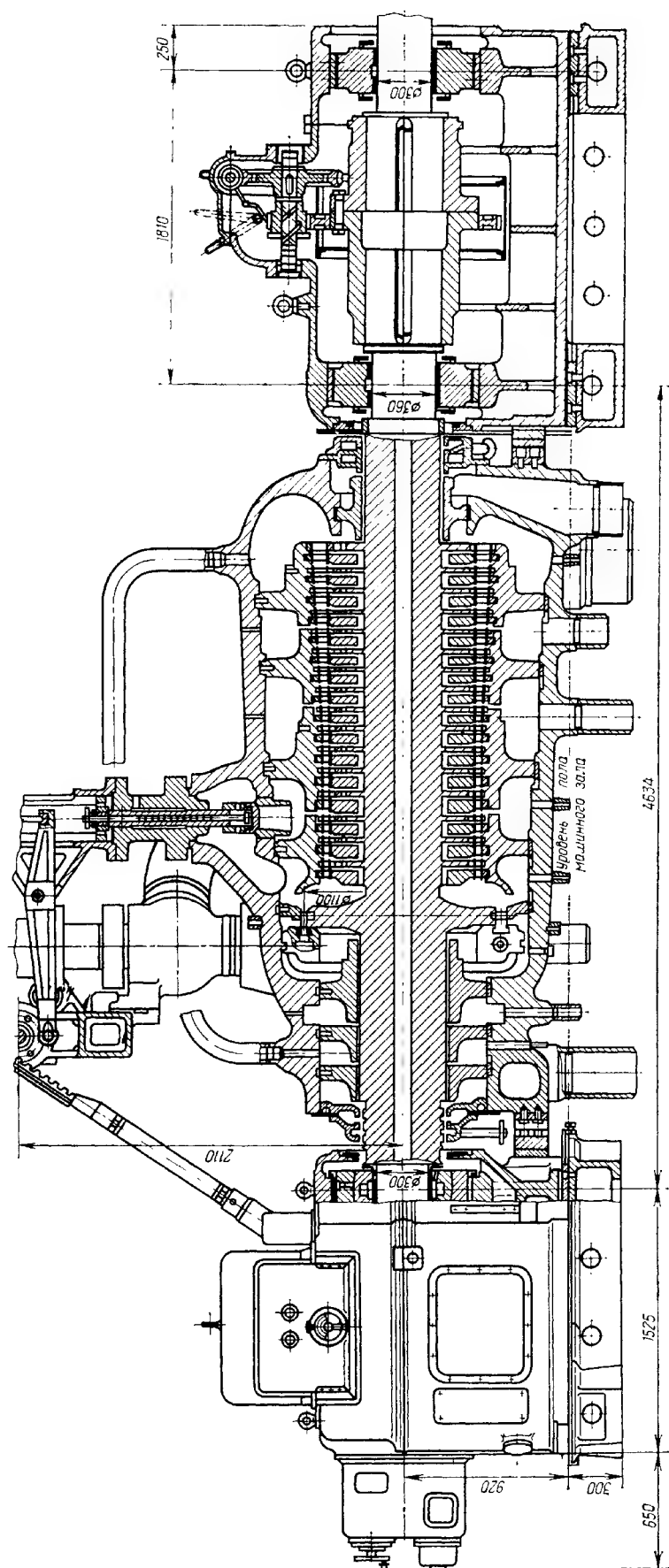


Рис. 36. Продольный разрез паровой турбины Р-50/60-130/13

Концевые лабиринтовые уплотнения турбины выполнены без каминов, причем паровоздушная смесь из крайних отсеков уплотнений отсасывается в вакуумный охладитель. Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пусков турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод свежего пара на переднее уплотнение.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим ротор турбины с частотой 3,4 об/мин. Предусмотрено также специальное устройство для автоматического поворота ротора каждые 10 мин на 180° при остановках турбины.

Фикспункт турбины расположен на раме заднего подшипника со стороны генератора, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника.

Допускается пуск и последующее нагружение турбины после останова любой продолжительности. Общее число пусков за весь срок службы – 600.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора 50 с⁻¹. Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты тока в сети в пределах от 49 до 50,5 Гц.

Регулирование и защита. Турбина снабжена гидравлической системой регулирования, которая обеспечивает необходимое воздействие на парораспределительные органы турбины при изменении нагрузки (тепловой или электрической).

Перестановка регулирующих клапанов свежего пара производится поршневым сервомотором, который управляется регулятором противодействия и регулятором скорости или только последним.

При выключенном регуляторе противодействия регулятор частоты вращения поддерживает постоянство числа оборотов агрегата с неравномерностью около 5 %. Регулятор частоты вращения снабжен механизмом управления, который может приводиться в действие как вручную – непосредственно у турбины, так и дистанционно – с центрального щита управления.

Регулятор противодействия предназначен для поддержания постоянного давления пара в выхлопном патрубке турбины. Регулятор противодействия снабжен электродвигателем для подрегулировки давления и может включаться и работать только при параллельной работе генератора.

При мгновенном сбросе нагрузки с генератора система регулирования быстрым закрытием клапанов турбины ограничивает возрастание частоты вращения ротора независимо от того, включен или выключен регулятор противодействия.

Для защиты от недопустимого возрастания частоты вращения после сброса нагрузки турбина снабжена регулятором безопасности, два центробежных бойка которого мгновенно срабатывают при достижении частоты вращения в пределах 11–12 % сверх номинальной, что вызывает закрытие автоматического затвора свежего пара и регулирующих клапанов турбины.

Турбина снабжается электромагнитным выключателем (ЭМВ), при срабатывании которого закрываются автоматический затвор и регулирующие клапаны турбины. Воздействие на ЭМВ осуществляют защиты от осевого сдвига и срыва в конденсаторе по поддержанию температуры свежего пара, давления масла в системе смазки, перепада давления на последней ступени и прочего, а также дистанционное отключение турбины. Действия защит сопровождаются аварийной сигнализацией.

Турбоустановка снабжена системами контроля, сигнализации и дистанционного управления, позволяющими производить пуск, останов турбины и управление ра-

ботающей турбоустановкой с дистанционного щита с выполнением по месту отдельных операций.

Система маслоснабжения снабжает маслом, как систему регулирования, так и систему смазки подшипников. Масло в систему регулирования подается центробежным насосом, приводимым в действие непосредственно от вала турбины. Одновременно масло подается к двум инжекторам.

Масляный бак – сварной конструкции, имеет рабочую емкость 22 м³. Бак снабжен указателем уровня масла, имеющим контакты для подачи светового сигнала при минимальном и максимальном уровнях масла в баке.

Для охлаждения масла предусмотрены два маслоохладителя.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из противодавления и нерегулируемых отборов турбоустановки, и включает в себя три ПВД и деаэратор.

ПВД – вертикальной конструкции со встроенными пароохладителями и охладителями дренажа. Корпусы подогревателей – сварные.

Каждый подогреватель снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата, электронным регулятором уровня, воздействующим на регулирующий клапан отвода конденсата и поддерживающим заданный уровень конденсата в подогревателе, и уравнильным сосудом для присоединения датчика регулятора уровня.

Конденсат греющего пара подогревателей сливается каскадно в деаэратор. При малых нагрузках слив конденсата автоматически переключается в деаэратор.

Комплектующее оборудование. В состав комплектующего оборудования входят:

паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментной рамой, коробкой стопорного клапана с клапаном, обшивкой турбины;

регенеративная установка, включающая ПВД № 1, 2, 3 поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;

насосы и электрооборудование паротурбинной установки.

Таблица 54

Комплектующее теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Деаэратор	Д	ДП-500/120
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-450-230-25
	ПВД-2	ПВ-450-230-35
	ПВД-3	ПВ-450-230-50
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ХЭ-65-350
Маслоохладители	–	МП-165-150-I

3.2. Паротурбинная установка Р-102/107-130/15

Паровая турбина с противодавлением Р-102/107-130/15 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) предназначена для привода электрического генератора ТВФ-100-2 с частотой вращения ротора 50 с⁻¹ и отпуска пара для производственных нужд.

При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая Р-102/107-130/15 ТУ 108.661–77».

Турбина Р-102/107-130/15-2 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Номинальные значения основных параметров турбины Р-102/107-130/15 приведены в табл. 55.

Таблица 55

Номинальные значения основных параметров турбины

	Р-102/107-130/15
1. Мощность, МВт	
номинальная	102
максимальная	107
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	12,8
температура, °С	555
3. Расход свежего пара, т/ч	
номинальный	785
максимальный	810
4. Номинальный расход пара в противодавление, т/ч	670
5. Температура питательной воды, °С	230
6. Давление пара в выхлопном патрубке (противодавление), МПа	1,45

Номинальная мощность турбины обеспечивается при давлении свежего пара 12,8 МПа, температуре свежего пара, 555 °С, противодавлении 1,47 МПа и нулевом нерегулируемом отборе пара для внешнего потребления.

Максимальная мощность обеспечивается при противодавлении 1,18 МПа, температуре свежего пара 555 °С и нулевом нерегулируемом отборе.

Турбина имеет регенеративный подогрев питательной воды, который осуществляется в трех ПВД за счет отборов пара из турбины (см. рис. 37).

Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 56.

Таблица 56

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,8	389	22,9
ПВД № 2	2,25	324	22,5
ПВД № 1	Зависит от включения деаэратора и ПНД станции		

Турбина имеет нерегулируемый отбор пара для внешнего потребления после 7-й ступени в количестве до 90 т/ч. Давление в отборе при расходе пара на турбину, равном 80 % от номинального, при противодавлении 1,47 МПа и нерегулируемом отборе, равном 90 т/ч, составляет около 3,65 МПа. Максимальное давление в отборе 5,3 МПа.

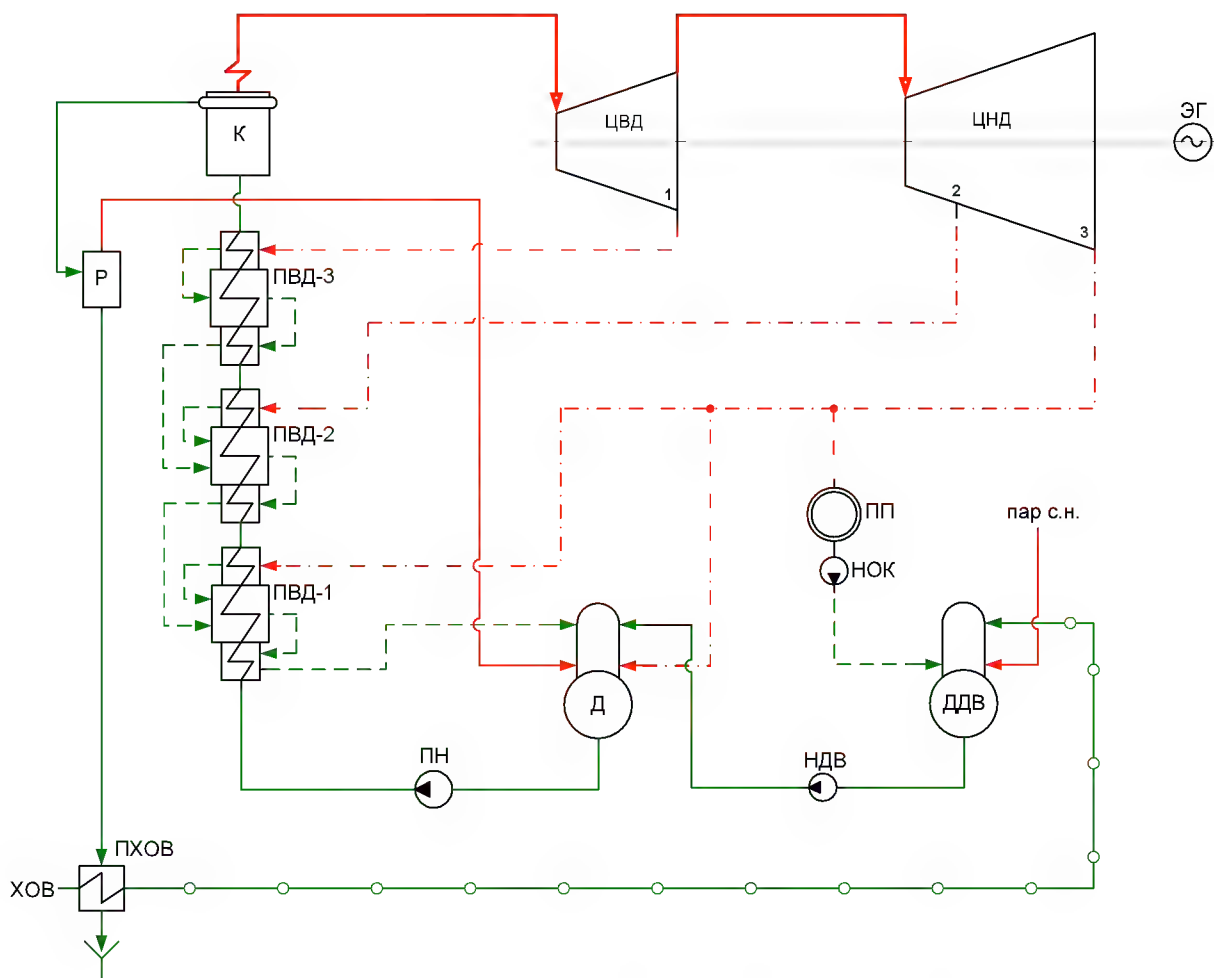


Рис. 37. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Р-50/60-130/13

Допускается, длительная работа турбины при одновременных отклонениях (в любых сочетаниях) основных параметров в следующих пределах:

- температуры свежего пара от 545 до 560 °С;
- давления свежего пара от 12,3 до 13,3 МПа;
- противодавления от 1,18 до 1,77 МПа.

Разрешается длительная работа турбины с противодавлением до 2,06 МПа.

Допускается кратковременная непрерывная работа турбины не более 30 мин при повышении параметров в следующих пределах: начального давления до 13,7 МПа; начальной температуры пара до 565 °С. При достижении данных значений суммарная продолжительность работы турбины не должна превышать 200 ч/год.

Возможна параллельная работа турбины по противодавлению, как с аналогичными турбинами, так и с РОУ, снабженной автоматическим регулированием.

Допускается параллельная работа турбины по нерегулируемому отбору с другими источниками пара.

Конструкция турбины. Турбина Р-102/107-130/15 представляет собой одноцилиндровый агрегат, имеющий 13 ступеней (рис. 38).

Свежий пар подается к двум стопорным клапанам турбины. Регулирующие клапаны расположены в паровых коробках, приваренных к корпусу цилиндра. По выходе из последней ступени пар направляется на производство.

Цилиндр выполнен двухстенным, противоточным. В левом потоке, направленном в сторону переднего подшипника, расположены одновенечная регулирующая ступень и шесть ступеней давления левого вращения, а в правом потоке расположено шесть ступеней давления правого вращения. Ротор турбины – цельнокованный. Роторы турбины и генератора соединяются посредством полугибкой муфты.

Фикспункт турбины расположен на раме заднего подшипника турбины со стороны генератора, и турбина расширяется в сторону переднего подшипника.

Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями. Из первого и второго отсеков заднего уплотнения и из второго и третьего отсеков переднего уплотнения пар отводится в сальниковый подогреватель. Из последних отсеков уплотнений паровоздушная смесь отсасывается эжектором.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек корпуса цилиндра и крышек стопорных клапанов.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим ротор турбины с частотой $\sim 0,067 \text{ с}^{-1}$. Валоповоротное устройство приводится во вращение электродвигателем и снабжено реле времени, с помощью которого обеспечивается поворот ротора остывающей турбины через каждые 15 мин на 180°С .

Допускается пуск турбины и последующее нагружение после останова любой продолжительности.

Лопаточный аппарат рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора 50 с^{-1} .

Регулирование и защита. Турбина снабжена гидродинамической системой автоматического регулирования, предназначенной для поддержания в заданных пределах, в зависимости от режима работы, частоты вращения ротора турбоагрегата; электрической нагрузки турбогенератора; давления пара в выхлопном патрубке.

Система регулирования выполнена статически автономной с гидравлическими передаточными связями. При мгновенном сбросе электрической нагрузки с генератора система регулирования турбины ограничивает возрастание частоты вращения ротора ниже уровня настройки автомата безопасности.

Турбоустановка имеет устройства защиты, предупреждающие аварию путем воздействия на органы управления оборудованием с одновременной подачей сигнала.

Турбоустановка снабжена системами контроля, сигнализации и дистанционного управления, позволяющими производить пуск, останов и управление работающей турбоустановкой с дистанционного щита с выполнением по месту отдельных операций.

Система маслоснабжения снабжает маслом систему регулирования и систему смазки подшипников. Масло в систему регулирования подается центробежным насосом, приводимым в действие непосредственно от вала турбины. Одновременно масло подается к двум последовательно включенным инжекторам.

Масляный бак сварной конструкции имеет рабочую емкость 22 м^3 . Бак снабжен указателем уровня масла, имеющим контакты для подачи светового сигнала при минимальном и максимальном уровнях масла в баке.

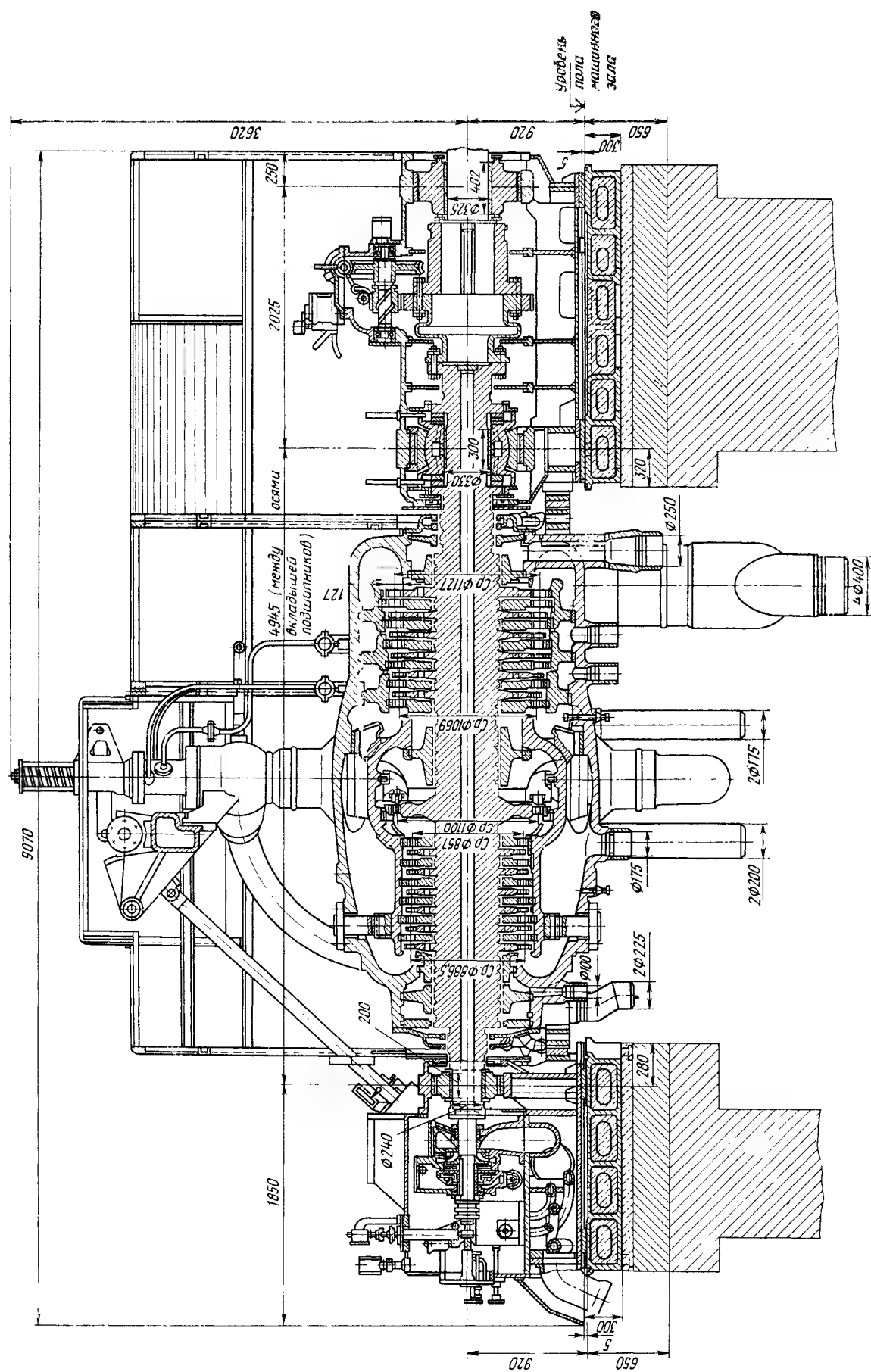


Рис. 38. Продольный разрез паровой турбины Р-102/107-130/15

Для охлаждения масла предусмотрены четыре маслоохладителя. Маслоохладители включены по воде и маслу параллельно. Допускается возможность отключения одного из них как по охлаждающей воде, так и по маслу при полной нагрузке турбины и температуре охлаждающей воды не более 33 °С. Маслоохладители встроены в масляный бак и представляют с ним одно целое.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из противодавления и нерегулируемых отборов турбины, и включает в себя три ПВД и трубопроводы с необходимой арматурой.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена рис. 37.

ПВД № 1, 2 и 3 последовательно подогревают питательную воду после деаэратора в количестве ~105 % от расхода пара на данном режиме.

Каждый ПВД представляет собой поверхностный пароводяной теплообменный аппарат вертикального типа со встроенным пароохладителем и охладителем дренажа и рассчитан по воде на полное давление питательных насосов, а по пару – на максимальное давление первого отбора.

Подогреватели снабжены быстродействующей системой групповой автоматической защиты, которая при недопустимом повышении уровня конденсата в корпусе любого из подогревателей дает им импульс на срабатывание исполнительных устройств, в том числе на отключение всей группы подогревателей по пару и питательной воде, направляя последнюю по байпасу.

Конденсат греющего пара из ПВД № 3 и ПВД № 2 сливается каскадно в ПВД № 1, откуда направляется насосом в деаэратор.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектуемого оборудования турбоустановки входят:

турбина с масляной системой, устройствами управления, автоматики и защиты, включающая: паровую турбину с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментной рамой, коробкой стопорного клапана с клапаном, обшивкой турбины;

регенеративная установка, включающая ПВД № 1, 2 и 3 поверхностного типа с регулирующими предохранительными клапанами;

насосы и электрооборудование паротурбинной установки.

Таблица 57

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Деаэратор	Д	ДП-1000/100
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-760-230-14
	ПВД-2	ПВ-800-230-21
	ПВД-3	ПВ-800-230-32
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-100-3
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ХЭ-65-350
Маслоохладители	—	встроен в маслобак

4. СОСТОЯНИЕ ПАРОТУРБОСТРОЕНИЯ ЗА РУБЕЖОМ

В настоящее время мировое паротурбостроение развивается по пути дальнейшего совершенствования выпускаемого оборудования. Для тепловых электростанций выпускаются турбины, начальные параметры пара (давление и температура) в которых в основном стабилизировались. Применяются как докритические, так и сверхкритические параметры пара преимущественно с однократным промежуточным перегревом. Максимальная единичная мощность одновальной турбоустановки для ТЭС не превышает 900 МВт, двухвальной – 1300 МВт. Однако двухвальные турбины не нашли широкого применения. В то же время турбостроительные фирмы ведут работы по дальнейшему повышению начальных параметров пара, применению двойного промежуточного перегрева и существенному повышению температуры пара как начальной, так и температуры папа после промежуточного перегрева (давление 31 МПа, температура до 600 °С).

В настоящее время почти все турбины ТЭС привлекаются для покрытия переменных частей графика электрической нагрузки и главная проблема – обеспечение надежной работы турбоустановки.

Быстрыми темпами развивается паротурбостроение для АЭС. В короткие сроки были созданы турбины мощностью 1 ГВт и решены наиболее сложные вопросы обеспечения их надежной работы. При этом постепенно повышались начальные параметры папа. В настоящее время единичная мощность турбины достигла 1,37 ГВт.

Турбины для ТЭЦ за рубежом выпускались, как правило, единичными экземплярами на докритические параметры пара. Однако в последние годы фирмы стали выпускать турбины как на докритические параметры пара с промежуточным перегревом (давление 16–19 МПа, температура 538/538 °С), так и на сверхкритические (давление 24,2 МПа, температура 540/540 °С). При этом единичная мощность турбины повысилась до 417 МВт.

Приведенные в табл. 58–59 сведения о зарубежных аналогах содержат информацию, приведенную в зарубежных журналах и другой литературе. Сведения о показателях надежности, долговечности и массы в этих аналогах являются обобщенными, т. е. они установлены на основании осреднения опубликованных результатов разных турбин одинакового назначения, примерно одинаковой мощности и параметров пара.

Турбины для ТЭС. В настоящее время передовые зарубежные фирмы выпускают одновальные паровые турбины для конденсационных электростанций (КЭС) максимальной единичной мощностью до 900 МВт, при этом начальные параметры папа являются сверхкритическими: давление 24,2–25,4 МПа, температура 538 °С, температура пара после промежуточного перегрева – 538 °С.

Турбины мощностью от 900 до 1300 МВт выпускаются только двухвальными. При этом параметры пара такие же, как и для одновальных турбин максимальной мощности.

В США в настоящее время для КЭС выпускаются паровые турбины в основном единичной мощностью от 600 до 900 МВт, причем параметры пара применяются как докритические (давление 16,5–17,0 МПа, температура 538/538 °С) так и сверхкритические (давление 24,2–25,4 МПа, температура 538/538 °С). Кроме того, выпускаются турбины мощностью 500–800 МВт с двухкратным промежуточным перегревом на сверхкритические параметры папа (давление 9,4 МПа, температура 538/538 °С или 538/552/556 °С).

Турбины выпускаются трех- или четырех цилиндровыми, выполненными по схеме: 1 ЦВСД + 2 ЦНД, 1 ЦВСД + 3 ЦНД или 1 ЦВД + 1 ЦСД + 2 ЦНД.

В 1986 г. в энергетике США находилось в эксплуатации около 160 паровых турбин сверхкритического давления. Турбины мощностью до 900 МВт изготавливаются американскими фирмами, а двухвальные мощностью 1300 МВт – фирмой ББЦ (Швейцария).

Фирмой «Альстом-Атлантик» (Франция) выпускаются турбины мощностью от 100 до 600 МВт. Базовой является турбина мощностью 300 МВт, рассчитанная на работу в течение 7000 ч в год. Давление свежего пара в этих турбинах 16,9–18,4 МПа при температуре на входе 540 °С и после промперегрева 540 °С при частоте тока в сети 50 и 60 Гц.

В энергетике Японии энергоблоки на сверхкритическое давление занимают доминирующее положение. Оборудование для них, в частности, паровые турбины, изготавливаются фирмами «Мицубиси», «Тошиба» и «Хитачи».

На ТЭС Японии наибольшее распространение получили паровые турбины с параметрами пара 24 МПа и температурами 538/566 °С. Однако фирма «Тошиба» закончила проектирование паровой турбины мощностью 700 МВт на параметры пара: давление 31 МПа, температуры 566/566/566 °С. Фирма предполагает после достижения указанных параметров пара достичь температуры 593 °С при 31 МПа. Фирма «Хитачи» выпускает и планирует к выпуску паровые турбины сверхкритического давления мощностью 700 МВт и выше трех типов: двухвальную четырехцилиндровую, и одновальные четырех- и трехцилиндровые (на 3600 об/мин).

В Германии выпускаются турбины мощностью от 600 до 750 МВт в основном на докритические параметры пара (давление – 16,2–18,6 МПа, температура 530/530 °С).

Имеется 18 энергоблоков на сверхкритические параметры пара (давление – 26 МПа, температура 538/538 °С), в числе которых несколько блоков с двойным промежуточным перегревом.

Фирма «Дженерал электрик компани» (Великобритания) выпускает паровые турбины с промежуточным перегревом пара мощностью 250–1000 МВт при частоте вращения 3000 об/мин.

Зарубежные фирмы изготавливают также турбины меньшей единичной мощности на сравнительно невысокие параметры пара.

В США и западноевропейских странах накоплен опыт проектирования и эксплуатации энергоустановок повышенной маневренности. Они выпускаются трех типов:

пиковые энергоблоки мощностью до 100–150 МВт без промежуточного перегрева на давление 6–7 МПа, температуру папа 495 °С;

полупиковые энергоблоки мощностью до 700 МВт с промежуточным перегревом пара на давление 13–14 МПа, температуру пара 510 °С три температуре питательной воды 140–170 °С;

энергоблоки повышенной маневренности, работающие под давлением 17 МПа и даже на сверхкритическом давлении, мощностью до 900 МВт.

Установки каждого типа имеют свою область применения и время использования, которое составляет соответственно 1–2; 2,5–3,5; 4–5 тыс. ч/год.

Таблица 58

Зарубежные аналоги конденсационных паровых турбин ТЭС

Наименование показателя	К-800-240-5		К-500-240-4		
	ДЖИИ (США)	МАН (Германия)	Альстом (Франция)	ББЦ (Цвейцария)	Мицубиси (Япония)
Номинальная мощность, МВт	800	850	600	543	500
Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	60 (3000)	60 (3000)	60 (3000)	60 (3000)	60 (3000)
Давление острого пара, МПа	24,2	17,4	17,4	16,7	24,2
Температура, °С:					
острого пара	538	538	540	538	540
промежуточного перегрева пара	538	538	540	538	566
питательной воды	265	265	257	–	–
Давление пара за турбиной, кПа	5,1	7,3–10	3,3	4,3	4,9
Число цилиндров	5	4	4	4	3
Число выхлопов	6	4	4	4	4
Удельный расход теплоты, кДж/(кВт·ч)	7690	7807	7861	7644	7711
Коэффициент готовности, %	98	97	97	97	97
Средняя наработка на отказ, ч	6000	6000	6000	6000	6000
Срок службы между ремонтами, г	4	4	4	4	4
Полный срок службы, г	30	30	30	30	30

Продолжение табл. 58

Наименование показателя	К-300-240-3		К-215-130-1		К-450-130
	Тошиба (Япония)	Ансальдо (Италия)	Вестингауз (США)	Парсонс (Великобритания)	ДЖИИ (США)
Номинальная мощность, МВт	375	328	250	200	200
Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	60 (3000)	50 (3000)	50 (3000)	50 (3000)	60 (3600)
Давление острого пара, МПа	16,7	16,7	16,0	15,8	12,5
Температура, °С:					
острого пара	566	535	538	566	537
промежуточного перегрева пара	538	538	540	566	537
питательной воды	277	290	238	238	238
Давление пара за турбиной, кПа	4,9	4,9	4,5	3,7	3,4
Число цилиндров	3	2	3	3	2
Число выхлопов	2	2	2	4	2
Удельный расход теплоты, кДж/(кВт·ч)	7920	7744	8066	8184	8163
Коэффициент готовности, %	97	97	97	97	97
Средняя наработка на отказ, ч	6000	6000	6000	6000	6000
Срок службы между ремонтами, г	4	4	4	4	4
Полный срок службы, г	30	30	30	30	30

Таблица 59

Зарубежные аналоги теплофикационных паровых турбин для ТЭЦ

Наименование показателя	Т-250/300-240-3			Т-180/210-130-1	
	ББЦ (Швейцария)	КВУ (Германия)	ББЦ (Швейцария)	ББЦ-Ланг (Венгрия)	Стал-Лаваль (Швеция)
Номинальная мощность, МВт	375	255	225	205	200
Частота вращения, s^{-1} (об/мин)	50 (3000)	50 (3000)	50 (3000)	50 (3000)	50 (3000)
Теплофикационная нагрузка, ГДж/ч	1758	1339	1190	956	942
Расход пара на производство, т/ч	—	—	—	—	—
Давление острого пара, МПа	25,0	19,0	24,0	13,0	17,8
Температура, °С:					
острого пара	540	535	540	530	535
промежуточного перегрева пара	540	535	540	—	535
питательной воды	—	—	—	—	—
Давление пара за турбиной, кПа	2,27	—	—	3,3	—
Число цилиндров	4	4	4	—	3
Число выхлопов	4	4	2	—	2
Удельный расход теплоты, кДж/(кВт·ч)	8237	8333	8443	9155	8648
Коэффициент готовности, %	98	98	98	98	98
Средняя наработка на отказ, ч	6000	6000	6000	6000	6000
Срок службы между ремонтами, г	4	4	4	4	4
Полный срок службы, г	30	30	20	30	30

Продолжение табл. 59

Наименование показателя	Т-110/120-130-5	ПТ-80/100-130/13	Р-102/107-130/15	Р-50/60-130/13
	Стал-Лаваль (Швейцария)	Первый броненский (Чехия)	ББЦ (Швейцария)	Первый броненский (Чехия)
Номинальная мощность, МВт	107	50	105	45
Частота вращения, s^{-1} (об/мин)	50 (3000)	50 (3000)	50 (3000)	50 (3000)
Теплофикационная нагрузка, ГДж/ч	880	180	—	—
Расход пара на производство, т/ч	—	134	—	—
Давление острого пара, МПа	13,8	12,8	17,6	12,8
Температура, °С:				
острого пара	535	555	530	565
промежуточного перегрева пара	—	—	—	—
питательной воды	—	—	—	—
Давление пара за турбиной, кПа	3,3	6,3	—	—
Число цилиндров	3	3	1	1
Число выхлопов	2	2	2	2
Удельный расход теплоты, кДж/(кВт·ч)	9155	—	—	—
Коэффициент готовности, %	98	98	98	98
Средняя наработка на отказ, ч	6000	6000	6000	6000
Срок службы между ремонтами, г	4	4	4	4
Полный срок службы, г	30	30	20	30

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тепловые и атомные электрические станции: справ. / Общ. ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. – М.: Энергоиздат, 1982. – 624 с.
2. Паротурбинные энергетические установки. Отраслевой каталог. – М.: ЦНИИ-ТЭИтяжмаш. 1988. – 182 с.
3. Теплообменное оборудование паротурбинных установок. Отраслевой каталог. – М.: ЦНИИТЭИтяжмаш. 1989. – 172 с.
4. Шляхин, П. Н. Паровые и газовые турбины / П. Н. Шляхин. – М.: Энергия, 1974. – 263 с.
5. Бененсон, Е. И. Теплофикационные паровые турбины / Е. И. Бененсон, Л. С. Иоффе. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 272 с.
6. Щегляев, Л. В. Паровые турбины / Л. В. Щегляев. – М.: Энергия, 1976. – 368 с.
7. Трухний, А. Д. Стационарные паровые турбины / А. Д. Трухний, С. М. Лосев. – М.: Энергоиздат, 1981. – 456 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
1. Конденсационные паротурбинные установки	4
1.1. Паротурбинная установка К-100-90-7 (ПОТ ЛМЗ)	4
1.2. Паротурбинная установка К-160-130 (ПОТ ТМЗ)	10
1.3. Паротурбинная установка К-200-130-7(8) (ПОТ ЛМЗ)	16
1.4. Паротурбинная установка К-300-240-3 (ПОТ ЛМЗ)	23
1.5. Паротурбинная установка К-500-240-4 (ПОТ ЛМЗ)	32
1.6. Паротурбинная установка К-800-240-5 (ПОТ ЛМЗ)	42
1.7. Паротурбинная установка К-1200-240-3 (ПОТ ЛМЗ)	52
2. Конденсационные паротурбинные установки с регулируемыми отборами пара	61
2.1. Паротурбинная установка Т-25-90-6 (ПОТ ТМЗ)	61
2.2. Паротурбинная установка Т-50/60-130-6 (ПОТ ТМЗ)	67
2.3. Паротурбинная установка Т-110/120-130-5 (ПОТ ТМЗ)	73
2.4. Паротурбинная установка Т-180/210-130-1 (ПОТ ЛМЗ)	80
2.5. Паротурбинная установка Т-250/300-240-3 (ПОТ ТМЗ)	90
2.6. Паротурбинная установка ПТ-25-90/10 (ПОТ ЛМЗ)	100
2.7. Паротурбинная установка ПТ-60-90/13 (ПОТ ЛМЗ)	106
2.8. Паротурбинная установка ПТ-60/75-130/13 (ПОТ ЛМЗ)	114
2.9. Паротурбинная установка ПТ-80/100-130/13 (ПОТ ЛМЗ)	122
2.10. Паротурбинная установка ПТ-140/165-240/15-2(3) (ПОТ ТМЗ)	130
3. Паротурбинные установки с противодавлением	138
3.1. Паротурбинная установка Р-50/60-130/13 (ПОТ ЛМЗ)	138
3.2. Паротурбинная установка Р-102/107-130/15 (ПОТ ТМЗ)	143
4. Состояние паротурбостроения за рубежом	148
5. Библиографический список	152